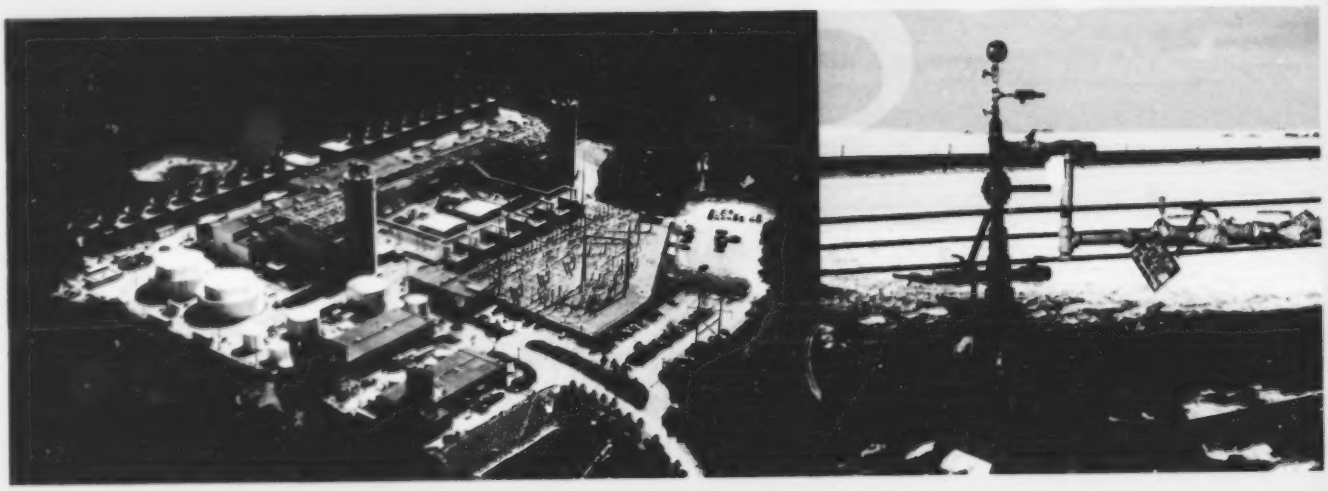
Office national de l'énergie

National Energy Board

Utilisation du gaz naturel pour la production d'électricité :

ENJEUX ET CONSÉQUENCES



ÉVALUATION DU MARCHÉ DE L'ÉNERGIE JUIN 2006

Canada

106-07245/

Office national de l'énergie
National Energy Board

Utilisation du gaz naturel pour la production d'électricité :

ENJEUX ET CONSÉQUENCES

ÉVALUATION DU MARCHÉ DE L'ÉNERGIE JUIN 2006

Canada

Permission to Reproduce

Materials may be reproduced for personal, educational and/or non-profit activities, in part or in whole and by any means, without charge or further permission from the National Energy Board, provided that due diligence is exercised in ensuring the accuracy of the information reproduced; that the National Energy Board is identified as the source institution; and that the reproduction is not represented as an official version of the information reproduced, nor as having been made in affiliation with, or with the endorsement of the National Energy Board.

For permission to reproduce the information in this publication for commercial redistribution, please e-mail: info@neb-one.gc.ca

Autorisation de reproduction

Le contenu de cette publication peut être reproduit à des fins personnelles, éducatives et(ou) sans but lucratif, en tout ou en partie et par quelque moyen que ce soit, sans frais et sans autre permission de l'Office national de l'énergie, pourvu qu'une diligence raisonnable soit exercée afin d'assurer l'exactitude de l'information reproduite, que l'Office national de l'énergie soit mentionné comme organisme source et que la reproduction ne soit présentée ni comme une version officielle ni comme une copie ayant été faite en collaboration avec l'Office national de l'énergie ou avec son consentement.

Pour obtenir l'autorisation de reproduire l'information contenue dans cette publication à des fins commerciales, faire parvenir un courriel à : info@neb-one.gc.ca

© Sa Majesté la Reine du chef du Canada représentée par l'Office national de l'énergie 2006

© Her Majesty the Queen in Right of Canada as represented by the National Energy Board 2006

N° de cat. NE23-136/2006F
ISBN 0-662-71966-2

Cat. No. NE23-136/2006E
ISBN 0-662-43472-2

Ce rapport est publié séparément dans les deux langues officielles.

This report is published separately in both official languages.

Demandes d'exemplaires :
Bureau des publications
Office national de l'énergie
~~444~~, Septième Avenue S.-O.
Calgary (Alberta) T2P 0X8
Courrier électronique : publications@neb-one.gc.ca
Télécopieur : (403) 292-5576
Téléphone : (403) 299-3562
1 800 899-1265
Internet : www.neb-one.gc.ca

Copies are available on request from:
The Publications Office
National Energy Board
~~444~~ Seventh Avenue S.W.
Calgary, Alberta, T2P 0X8
E-Mail: publications@neb-one.gc.ca
Fax: (403) 292-5576
Phone: (403) 299-3562
1-800-899-1265
Internet: www.neb-one.gc.ca

Des exemplaires sont également disponibles à la bibliothèque de l'Office :
Rez-de-chaussée

For pick-up at the NEB office:
Library
Ground Floor

Imprimé au Canada

Printed in Canada

Photos en page couverture :

© Jeremy Woodhouse / Masterfile

© 2000-2004 TransCanada Pipelines Limited.
Tous droits réservés.

Cover Photos:

© Jeremy Woodhouse / Masterfile

© 2000-2004 TransCanada Pipelines Limited.
All rights reserved.

TABLE DES MATIÈRES

Liste des figures iii

Liste des sigles, des abréviations et des unités de mesure v

Avant-propos vi

Chapitre 1 : Introduction 1

Chapitre 2 : Contexte 3

2.1 Développement de la production d'électricité au moyen de gaz naturel au Canada et aux États-Unis 3

2.2 Convergence du marché du gaz naturel et du marché de l'électricité 5

2. 3 Questions d'ordre environnemental 7

2.4 Offre future de gaz naturel 8

2.5 Besoins relatifs à l'infrastructure de gaz naturel 9

2.6 Conséquences de la production d'énergie au gaz sur les prix 11

2.7 Fiabilité du gaz naturel et de l'électricité 13

2.7.1 Coordination de l'exploitation gazière et de l'exploitation électrique 14

2.8 Justification de l'approche et de l'analyse régionales 15

Chapitre 3 : Marché de l'Ouest – analyse de la région 17

3.1 Demande de gaz naturel 18

3.2 Perspectives de la consommation de gaz naturel 18

3.3 Offre et infrastructure de gaz naturel 19

3.4 Répartition des combustibles de production d'électricité 20

3.5 Marchés de production d'électricité et production au gaz 21

Chapitre 4 : Marché de l'Est – analyse de la région 26

4.1 Demande de gaz naturel 26

4.2 Perspectives de la consommation de gaz naturel 29

4.3 Offre et infrastructure de gaz naturel 31

4.4 Production au gaz 33

4.4.1 Problèmes liés à la production au gaz dans la région de l'Est 35

4.4.2 Prix du marché en fonction des besoins en services et des marchés locaux 38

4.5 Infrastructure gazière au Canada 38

Chapitre 5 : Marché du Centre – analyse de la région **39**
5.1 Demande de gaz naturel 39
5.2 Perspectives de la consommation de gaz naturel 41
5.2.1 Ontario 43
5.2.2 Midwest américain 43
5.3 Offre et infrastructure de gaz naturel 44
5.4 Répartition des combustibles de production d'électricité 45
5.4.1 Ontario 45
5:4.2 Midwest américain (MISO) 45
5.5 Problèmes liés à la production au gaz 46
5.5.1 Besoins en approvisionnement et en infrastructure supplémentaires 46
5.5.2 Remplacement de la production au charbon en Ontario 47
5.5.3 Besoin de services flexibles de la part des pipelines et des réservoirs de stockage 48
5.5.4 Services potentiels de pipeline et de stockage au Canada 48
5.5.5 Répercussions éventuelles sur d'autres utilisateurs de gaz naturel 49
5.5.6 Coordination du fonctionnement des réseaux gazier et électrique 49
5.5.7 Conception du marché de l'électricité en Ontario 50

Chapitre 6 : Observations et conclusions **52**

Glossaire **55**

FIGURES

2.1	Capacité additionnelle de production d'électricité des États-Unis, 1990-2003	3
2.2	Capacité de production d'électricité des États-Unis, 1990-2003	3
2.3	Capacité de production d'électricité du Canada, 1994–2004	4
2.4	Production d'électricité au Canada et aux États-Unis, 1993-2003	5
2.5	Consommation de gaz naturel et capacité de production d'électricité des États-Unis, 1999-2004	6
2.6	Consommation de gaz naturel Canada-États-Unis, 1994-2005	7
2.7	Offre moyenne annuelle de gaz naturel-Canada et États-Unis, 2000-2005	8
2.8	Offre et demande de gaz en Amérique du Nord en 2004	10
2.9	Variations potentielles de l'offre et de la demande de gaz : 2006 comparativement à 2004 Milliers de m^3/j (Gpi^3/j)	11
2.10	Données passées et prévisions Différentiel électricité-combustible dans la région de l'Ouest (unité de 7 000 GJ/GWh)	12
2.11	Coûts thermiques nécessaires pour les unités au gaz naturel	13
2.12	Prix de l'énergie dans la région de New York, 2000-2005	13
2.13	Illustration stylisée des flux de gaz comparativement aux besoins en électricité	14
2.14	Gaz naturel (hiver), 2004-2005 ($US/MBTU)	16
3.1	Région de l'Ouest dans le marché gazier d'Amérique du Nord	17
3.2	Consommation de gaz naturel dans la région de l'Ouest par secteur – 2001-2005	18
3.3	Prévisions de consommation de gaz naturel dans la région de l'Ouest américain	19
3.4	Bassins d'approvisionnement en gaz naturel d'Amérique du Nord	20
3.5	Infrastructure pipelinière de gaz naturel de l'Ouest	20
3.6	Approvisionnement en gaz naturel de la région Nord-Ouest Pacifique/Californie	21
3.7	Flux de gaz dans la région de l'Ouest en 2005	21
3.8	Répartition des combustibles de production d'électricité - Région de l'Ouest	22
3.9	Circulation interrégionale de l'électricité	23
3.10	Prix de l'électricité dans la région de l'Ouest	24
3.11	Coût thermique du marché Mid-Columbia et rendement thermique de la production au gaz naturel	25

4.1	Région de l'Est dans le marché gazier d'Amérique du Nord	27
4.2	Consommation de gaz naturel dans la région de l'Est par secteur – 2001-2005	28
4.3	Consommation de gaz naturel dans la région de l'Est par sous-région – 2001-2005	29
4.4	Approvisionnement en gaz de la région Nord-Est des É.-U. par source	30
4.5	Prévisions de la consommation de gaz naturel dans le Nord-Est des États-Unis jusqu'en 2020	31
4.6	Production d'électricité en Nouvelle-Angleterre par source d'énergie	31
4.7	Production d'électricité dans l'État de New York par source d'énergie	32
4.8	Flux de gaz naturel dans la région de l'Est en 2004	33
4.9	Prévisions des besoins en gaz naturel dans le Nord-Est des États-Unis	33
4.10	Prix du gaz naturel et de l'électricité dans le Nord-Est des États-Unis	34
4.11	Prévisions des besoins en gaz naturel dans le Nord-Est des États-Unis	35
5.1	Région du Centre dans le marché gazier d'Amérique du Nord	41
5.2	Région du Centre – Consommation de gaz naturel	42
5.3	Répartition du gaz naturel en Ontario	43
5.4	Sources d'approvisionnement de l'Ontario	43
5.5	Midwest américain – Offre et répartition du gaz	44
5.6	Sources de remplacement potentiel du charbon	46
5.7	Midwest américain – Prévisions de la consommation de gaz naturel jusqu'en 2020	46
5.8	Flux de gaz naturel dans la région du Centre	47
5.9	Répartition des combustibles de production d'électricité – Région du Centre	49
5.10	Prix du gaz naturel sur divers marchés par rapport au carrefour Henry	49

Sigles et abréviations

BSOC	bassin sédimentaire de l'Ouest canadien
C.-B.	Colombie-Britannique
CEO	Commission de l'énergie de l'Ontario
É.-U.	États-Unis
EIA	Energy Information Administration (États-Unis)
ÉMÉ	évaluation du marché de l'énergie
GNL	gaz naturel liquéfié
GTN	Gas Transmission Northwest (TransCanada)
M&NP	Maritimes and Northeast Pipeline
N.-B.	Nouveau-Brunswick
N.-É.	Nouvelle-Écosse
NOP	Nord-Ouest Pacifique
OEO	Office de l'électricité de l'Ontario
ONÉ	Office national de l'énergie
OPA	Ontario Power Authority
OPG	Ontario Power Generation Inc.
PÉÉ	production d'énergie électrique
PEES	Projet énergétique extracôtier de l'île de Sable
PÉI	producteur d'électricité indépendant
SDL	Société de distribution locale
SIERÉ	Société indépendante d'exploitation du réseau d'électricité
TCAM	taux de croissance annuel moyen
TI	transport interruptible
TransCanada	TransCanada Corporation
WECC	Western Electricity Coordinating Council

Unités de mesure – Gaz naturel

m^3	= mètre cube
m^3/j	= mètres cubes par jour
Mm^3/j	= millions de mètres cubes par jour
Mpi^3/j	= millions de pieds cubes par jour
Gpi^3/j	= milliards de pieds cubes par jour

Unités d'énergie

GJ	gigajoule
MWh	mégawattheure
GWh	gigawattheure

Unités de puissance

MW	mégawatt	= 10^6 watts
GW	gigawatt	= 10^9 watts

Facteur de conversion

Un million de mètres cubes (@ 101,325 kPa abs. et 15 °C) = 35,3 Mpi^3 (@ 14,73 lb/po^2 abs. et 60 °F)

AVANT-PROPOS

L'Office national de l'énergie (l'ONÉ ou l'Office) est un organisme fédéral indépendant qui réglemente plusieurs aspects de l'industrie énergétique au Canada. Il a pour raison d'être de promouvoir, dans l'intérêt public canadien, la sûreté et la sécurité, la protection de l'environnement et l'efficience de l'infrastructure et des marchés énergétiques, en s'en tenant au mandat conféré par le Parlement au chapitre de la réglementation des pipelines, de la mise en valeur des ressources énergétiques et du commerce de l'énergie. Les principales fonctions de l'ONÉ consistent à réglementer la construction et l'exploitation des pipelines qui franchissent des frontières internationales ou les limites d'une province, de même que les droits et tarifs de transport s'y rapportant. La réglementation des lignes internationales de transport d'électricité et des lignes interprovinciales désignées représente une autre attribution importante. L'Office réglemente également les importations et exportations de gaz naturel, et les exportations de pétrole, de liquides de gaz naturel et d'électricité. De plus, il a la charge de réglementer l'exploration gazière et pétrolière dans les régions pionnières du Canada, notamment dans le Nord et certaines zones extracôtières.

L'ONÉ recueille et analyse des données au sujet des marchés de l'énergie au Canada par la voie de processus réglementaires et aussi grâce à la surveillance des marchés. L'Office est par la suite en mesure de produire des documents, des rapports statistiques et des discours sur divers aspects commerciaux des produits énergétiques du Canada. Les rapports de la série Évaluation du marché de l'énergie (ÉMÉ) publiés par l'Office fournissent une analyse des principaux produits énergétiques. Ces ÉMÉ permettent aux Canadiens de se tenir au courant des perspectives qui se dessinent à l'égard des approvisionnements en énergie afin de mieux comprendre les enjeux sous-jacents aux décisions prises dans le domaine énergétique, et aux décideurs de se tenir au courant des questions énergétiques sur lesquelles ils doivent se pencher, notamment en ce qui concerne la réglementation. Sous ce rapport, l'Office a bénéficié de la rétroaction d'un large éventail de participants au marché de partout au pays à l'effet que l'ONÉ joue un rôle important et occupe une position unique lorsqu'il s'agit de procurer des renseignements objectifs et impartiaux aux décideurs des gouvernements fédéral et provinciaux.

La présente ÉMÉ, intitulée *Utilisation du gaz naturel pour la production d'électricité : enjeux et conséquences*, est une évaluation des enjeux qui pourraient découler de l'utilisation croissante du gaz naturel pour produire de l'électricité en Amérique du Nord. Parmi ses principaux objectifs, elle vise une compréhension étendue et une perspective sur les conséquences, possibilités et défis éventuels pour les marchés du gaz et de l'électricité du Canada associés au développement de la production d'électricité au moyen du gaz naturel.

En vue de la rédaction du présent rapport, l'ONÉ a dirigé une série d'entrevues et d'entretiens non officiels avec des représentants des secteurs du gaz et de l'électricité, de ministères et d'organismes gouvernementaux, des consultants et des associations industrielles. L'ONÉ apprécie l'information et les commentaires qui lui ont été communiqués et il tient à remercier tous les participants qui ont contribué de leur temps comme de leur expertise.

Quiconque souhaite utiliser le présent rapport dans une instance réglementaire devant l'Office peut le soumettre à cette fin, comme c'est le cas pour tout autre document public. Une partie qui agit ainsi se trouve à adopter l'information déposée et peut se voir poser des questions au sujet de cette dernière.

INTRODUCTION

Dans ses rapports précédents intitulés *Un regard vers 2010 : Des marchés du gaz naturel en transition* et *Perspectives du marché de l'électricité, 2005-2006* l'Office a indiqué que la demande d'électricité au Canada et en Amérique du Nord continuera de croître et qu'une part importante de la demande additionnelle sera satisfaite grâce à l'électricité produite au moyen de gaz naturel. Ces rapports signalaient en outre que des incertitudes entourent l'offre future de gaz naturel et l'infrastructure qui pourrait être nécessaire pour répondre au besoin grandissant en électricité, le plus important marché en expansion pour le gaz naturel.

Motivée par un ensemble de facteurs, soit la croissance démographique, la croissance économique et l'utilisation plus massive de matériel électrique, la demande d'électricité devrait continuer de croître de façon constante au cours des prochaines années. Il est probable qu'une bonne partie des besoins croissants en électricité sera satisfaite par de la production au gaz naturel. En fait, depuis 1998, sur près de 211 500 MW de capacité de production additionnelle entrée en service aux États-Unis, plus de 200 000 MW, soit 96 %, sont productibles au moyen de gaz naturel.

Bien que la production au gaz ne représente pas au Canada un pourcentage aussi élevé de la capacité totale qu'elle ne le fait aux États-Unis, elle a néanmoins crû considérablement. Depuis 1998, 57 % de la nouvelle capacité de production entrée en service au Canada utilise le gaz comme matière première. En 1995, la production au gaz naturel ne représentait que 4 % (4 500 MW) de la capacité canadienne totale, tandis qu'en 2004, les chiffres correspondants étaient de 9 % et 10 514 MW. La croissance de la demande dans le secteur industriel, pour l'exploitation des sables bitumineux par exemple, continuera de faire progresser la demande de gaz naturel et d'électricité. La croissance de la production au gaz naturel n'a pas été aussi rapide qu'aux États-Unis, mais il est probable qu'elle ira en s'intensifiant.

À l'heure actuelle, les installations de production d'électricité aux États-Unis sont en mesure d'utiliser du gaz naturel pour plus de 45 % de leur capacité, comparativement à quelque 30 % il y a 10 ans. Cette augmentation rapide et considérable de la demande potentielle et de la dépendance à l'égard du gaz naturel a provoqué de l'incertitude au sujet de la possibilité que l'infrastructure gazière et électrique ne soit pas adéquate, ainsi que des préoccupations concernant la fiabilité des approvisionnements futurs en gaz naturel et en électricité.

La présente ÉMÉ traite des incidences éventuelles de la production croissante d'électricité au gaz naturel sur les marchés canadiens du gaz naturel et l'infrastructure, de même que des changements qui pourraient se produire dans les flux et services de gaz naturel.

Portée du rapport

Ce rapport vise à présenter un examen des tendances passées en matière de production d'électricité au gaz naturel en Amérique du Nord, et une perspective sur les enjeux et conséquences éventuelles de la dépendance accrue à l'égard du gaz naturel. L'analyse porte notamment sur les changements éventuels qui influeront sur les consommateurs d'énergie canadiens, l'infrastructure et les services gaziers, et traite des conséquences potentielles sur les prix du gaz naturel et de l'électricité au Canada. Bien que les situations et enjeux au Canada y soient examinés de plus près, les marchés énergétiques sont intégrés, de sorte que les tendances de l'utilisation du gaz pour produire de l'électricité peuvent témoigner de réalités étrangères. Par conséquent, une bonne partie de notre analyse se fonde sur une perspective régionale et continentale.

Le chapitre 2 retrace les origines de la tendance vers la production d'électricité au moyen de gaz naturel aux États-Unis et au Canada, et présente un tour d'horizon des enjeux potentiels pour les marchés, l'infrastructure et les services gaziers canadiens. Bien que des centrales au gaz aient été progressivement installées dans la plupart des régions, l'utilisation et les répercussions de ces nouvelles installations ont varié d'une région à l'autre selon la disponibilité du gaz naturel et des autres modes de production.

Les chapitres 3, 4 et 5 abordent ces enjeux de plus près, dans une perspective régionale, et traitent de l'évolution de la production d'électricité et des marchés du gaz naturel dans trois régions : l'Ouest, l'Est et le Centre de l'Amérique du Nord. Enfin, les conséquences de situations régionales particulières en termes d'offre, de demande et d'infrastructure, ainsi que les questions qu'elles soulèvent, font l'objet du chapitre 6.

CONTEXTE

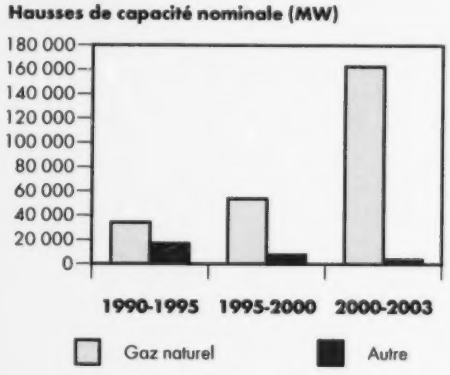
2.1 Développement de la production d'électricité au moyen de gaz naturel au Canada et aux États-Unis

Depuis plus de 10 ans, le gaz naturel est le combustible de choix pour la production de nouvelle électricité en Amérique du Nord, particulièrement aux États-Unis, où, au cours des cinq dernières années seulement, la capacité de production a augmenté de plus de 25 %. La production au gaz naturel compte pour 96 % de cette augmentation (figure 2.1). Dans l'ensemble aux États-Unis, la production au gaz naturel a doublé depuis 1990 (figure 2.2).

En raison de la stabilité relative de la demande d'électricité, la mise en valeur de la production d'électricité a progressé moins rapidement au Canada. En outre, bien qu'au Canada la production d'énergie supplémentaire se fasse de plus en plus au moyen de gaz naturel, la tendance se révèle moins marquée et beaucoup plus lente du fait de la disponibilité variable du gaz naturel et de l'existence d'autres options de production dans les différentes régions. Dans la plupart des provinces où se trouve du gaz naturel, la production d'électricité

FIGURE 2.1

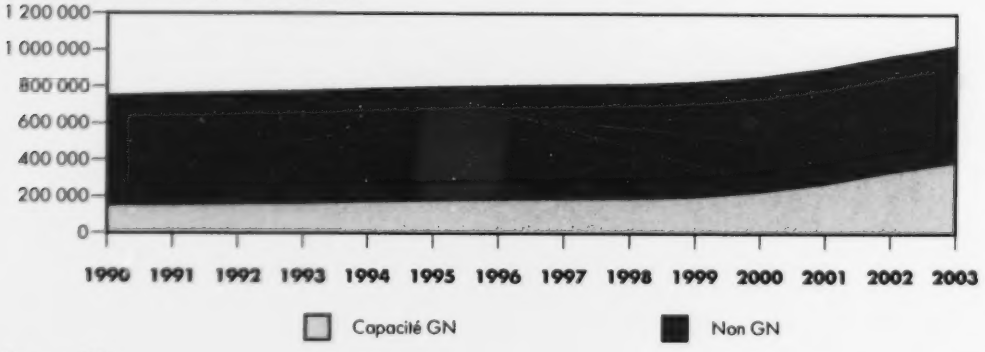
Capacité additionnelle de production d'électricité des États-Unis, 1990-2003



Source : EIA

FIGURE 2.2

Capacité de production d'électricité des États-Unis, 1990-2003



Source : EIA

au gaz a dû faire concurrence à d'autres sources classiques de production, telles que le charbon, l'hydroélectricité et l'énergie nucléaire moderne, sources plus ou moins abondantes par le passé. Il n'en reste pas moins que la proportion d'électricité produite au Canada au moyen de gaz naturel a augmenté : elle est passée de 4 %, en 1995, à 9 % en 2004.

Malgré les récentes hausses des coûts, la production d'énergie au gaz, plus précisément les installations de cogénération, reste une option intéressante. Ces installations sont exploitées de manière très efficiente et constituent une source bon marché de chaleur industrielle pour utilisation finale. Ainsi, des installations de cogénération au gaz naturel sont mises sur pied parallèlement à un nombre croissant de projets d'exploitation des sables bitumineux et d'extraction du bitume in situ. Par conséquent, c'est l'Alberta qui connaît la croissance la plus forte sur le plan de la production d'électricité au gaz naturel au Canada. En 2004, environ 40 % de la capacité de production d'électricité installée de la province était attribuable au gaz naturel.

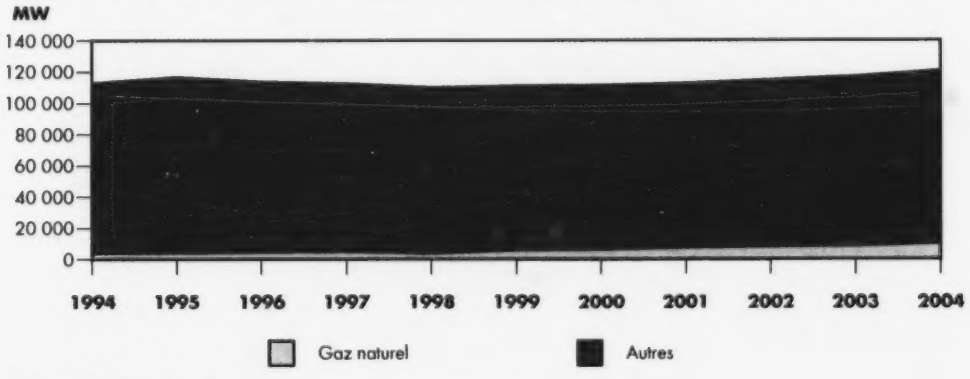
Il va sans dire qu'il y a eu développement de la production d'électricité au gaz naturel dans de nombreuses régions des quatre coins de l'Amérique du Nord. L'augmentation importante de la capacité de production au gaz en Amérique du Nord est largement tributaire des faibles coûts en capital, des délais de construction des centrales au gaz naturel relativement courts, des bas prix du gaz naturel pendant les années 1990 (particulièrement pendant l'été, saison de climatisation) et de la préférence pour le gaz naturel par rapport aux autres combustibles fossiles à cause de ses propriétés de combustion non polluantes. En règle générale, il y a aussi moins d'opposition publique à l'égard des centrales au gaz naturel qu'à l'égard des installations au charbon, hydroélectriques ou nucléaires.

Par conséquent, les installations pouvant utiliser du gaz naturel comptent de nos jours pour plus de 45 % de la capacité de production d'électricité des États-Unis, qui est estimée à 1 000 000 MW, et pour environ 10 % de la capacité de production du Canada, qui se chiffre à 118 000 MW (figure 2.3).

L'accroissement rapide de la capacité nord-américaine de production d'électricité au gaz naturel, souvent qualifié d'engouement pour le gaz, a dépassé, dans certaines régions, les besoins du marché. Aussi, de nombreuses centrales sont-elles sous-utilisées, voire inactives. La faible utilisation générale de l'électricité produite au gaz naturel a été accentuée par la hausse des prix du gaz naturel au cours des dernières années. Ainsi, bien que le gaz naturel compte pour une part relativement importante de la capacité de production totale, la production réelle d'électricité au moyen de gaz naturel est en fait beaucoup moindre par rapport à la capacité disponible (figure 2.4).

FIGURE 2.3

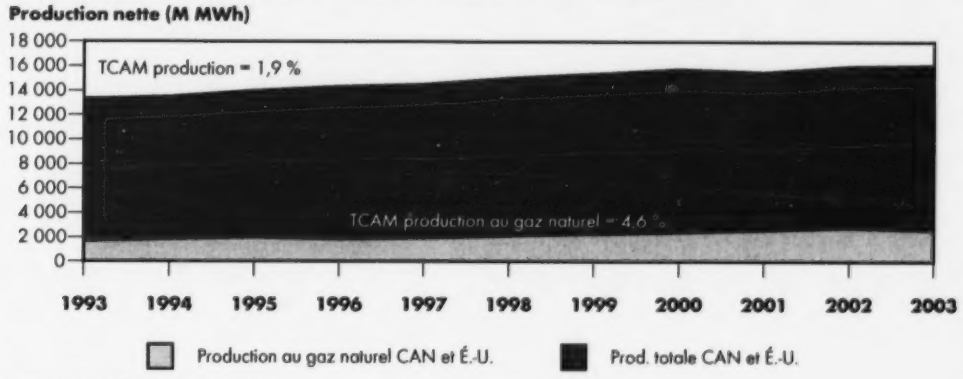
Capacité de production d'électricité du Canada, 1994–2004



Source : Statistique Canada

FIGURE 2.4

Production d'électricité au Canada et aux États-Unis, 1993-2003



Sources : EIA, Statistique Canada

Il peut sembler à première vue que les installations de production d'énergie au gaz sont trop nombreuses et qu'il faudra un certain temps avant que l'utilisation de l'ensemble des installations emboîte le pas à la capacité de production totale. Certes, trop de centrales au gaz naturel ont vu le jour, mais cela s'est fait surtout dans des marchés particuliers qui n'étaient pas en mesure d'accueillir la production additionnelle ou qui, par manque d'infrastructure d'approvisionnement en gaz, ne pouvaient soutenir l'utilisation de certaines centrales.

À l'heure actuelle, la mise en valeur de la production d'électricité au gaz naturel se poursuit partout en Amérique du Nord du fait des nombreux avantages qu'elle présente. En effet, en plus de ceux énoncés plus haut, les nouvelles installations de production au gaz emploient des technologies à évolution rapide qui procurent des avantages importants en termes de coûts. Par exemple, les nouvelles usines de cogénération et les centrales au gaz à cycle combiné sont plus efficientes que les anciennes centrales au charbon, au gaz naturel ou au mazout. En outre, les petites centrales au gaz situées près des centres de consommation peuvent permettre d'économiser sur la construction de nouvelles lignes de transport d'électricité à partir d'autres sources de production.

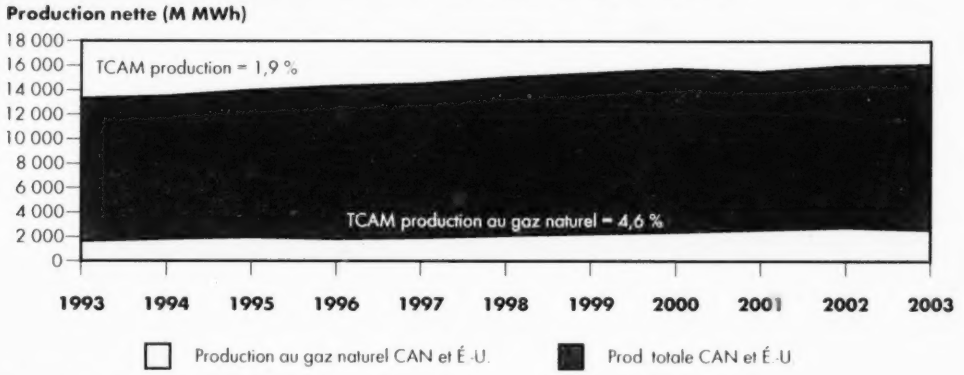
Étant donné la tendance à produire de l'électricité au moyen de gaz naturel, les projections relatives à la demande de gaz naturel en Amérique du Nord affichent une hausse importante et continue. L'Office estime, en se fondant partiellement sur les perspectives de l'Energy Information Administration (EIA) des États-Unis pour 2005, que la demande combinée de gaz (Canada et États-Unis) s'accroîtra de près de 15 %, ou de 283 Mm^3/j (10 Gpi^3/j), d'ici 2015 et que la production d'électricité au gaz naturel comptera pour la moitié de cette croissance.

2.2 Convergence du marché du gaz naturel et du marché de l'électricité

Même si la demande d'électricité a progressé de façon constante au Canada et aux États-Unis, et qu'elle continuera probablement de le faire, des changements à la manière de produire l'électricité peuvent donner des résultats encore plus remarquables.

Pendant les années 1990, le gaz naturel servait à produire environ 13 % de l'électricité totale aux États-Unis. Grâce à l'ajout d'une capacité importante de production d'électricité au moyen de gaz naturel, cette proportion a continué d'augmenter. En 2004, près de 18 % de l'électricité produite aux États-Unis l'était au moyen de gaz naturel.

Production d'électricité au Canada et aux États-Unis, 1993-2003



Sources : EIA, Statistique Canada

Il peut sembler à première vue que les installations de production d'énergie au gaz sont trop nombreuses et qu'il faudra un certain temps avant que l'utilisation de l'ensemble des installations emboîte le pas à la capacité de production totale. Certes, trop de centrales au gaz naturel ont vu le jour, mais cela s'est fait surtout dans des marchés particuliers qui n'étaient pas en mesure d'accueillir la production additionnelle ou qui, par manque d'infrastructure d'approvisionnement en gaz, ne pouvaient soutenir l'utilisation de certaines centrales.

À l'heure actuelle, la mise en valeur de la production d'électricité au gaz naturel se poursuit partout en Amérique du Nord du fait des nombreux avantages qu'elle présente. En effet, en plus de ceux énoncés plus haut, les nouvelles installations de production au gaz emploient des technologies à évolution rapide qui procurent des avantages importants en termes de coûts. Par exemple, les nouvelles usines de cogénération et les centrales au gaz à cycle combiné sont plus efficientes que les anciennes centrales au charbon, au gaz naturel ou au mazout. En outre, les petites centrales au gaz situées près des centres de consommation peuvent permettre d'économiser sur la construction de nouvelles lignes de transport d'électricité à partir d'autres sources de production.

Étant donné la tendance à produire de l'électricité au moyen de gaz naturel, les projections relatives à la demande de gaz naturel en Amérique du Nord affichent une hausse importante et continue. L'Office estime, en se fondant partiellement sur les perspectives de l'Energy Information Administration (EIA) des États-Unis pour 2005, que la demande combinée de gaz (Canada et États-Unis) s'accroîtra de près de 15 %, ou de 283 Mm^3/j (10 Gpi^3/j), d'ici 2015 et que la production d'électricité au gaz naturel comptera pour la moitié de cette croissance.

2.2 Convergence du marché du gaz naturel et du marché de l'électricité

Même si la demande d'électricité a progressé de façon constante au Canada et aux États-Unis, et qu'elle continuera probablement de le faire, des changements à la manière de produire l'électricité peuvent donner des résultats encore plus remarquables.

Pendant les années 1990, le gaz naturel servait à produire environ 13 % de l'électricité totale aux États-Unis. Grâce à l'ajout d'une capacité importante de production d'électricité au moyen de gaz naturel, cette proportion a continué d'augmenter. En 2004, près de 18 % de l'électricité produite aux États-Unis l'était au moyen de gaz naturel.

Malgré tout, la production d'électricité au moyen de gaz naturel aurait pu être encore plus importante. En effet, les prix élevés et volatils du gaz naturel, les prix pas aussi volatils de l'électricité et les contraintes régionales liées à l'offre de gaz depuis 2001 ont ralenti l'utilisation du gaz pour la production d'électricité (figure 2.5). Aussi l'installation de capacité additionnelle de production se poursuit-elle quand même, afin de répondre à la demande croissante d'électricité, car les nouvelles centrales font appel à des technologies plus modernes, qui sont plus efficientes et économiques. Quoique la consommation de gaz naturel aux fins de production d'électricité soit stable depuis 2000 à, grosso modo, 510 Mm^3/j (18 Gpi^3/j), la quantité d'électricité produite au gaz naturel qui est disponible au Canada et aux États-Unis a bondi de plus de 50 % en raison de la construction de centrales au gaz d'une capacité d'environ 160 000 MW, ce qui s'est traduit par une capacité excédentaire d'électricité produite au gaz dans de nombreuses régions et qui pourrait servir à combler les besoins croissants d'électricité, si la disponibilité et l'accès au gaz étaient assurés.

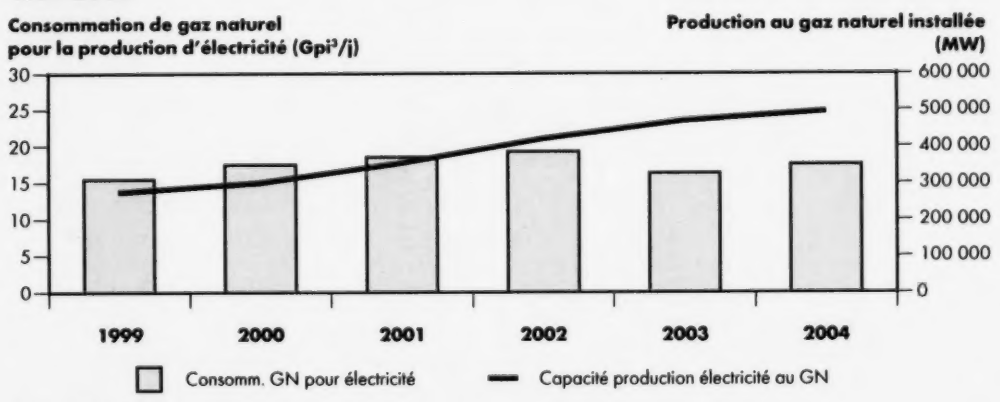
À mesure que la consommation de gaz naturel aux fins de production d'électricité augmentera, il se créera de plus en plus de liens entre les marchés du gaz et de l'électricité de nombreuses régions. Les prix de l'électricité seront influencés par ceux du gaz naturel et, lorsque la production d'électricité deviendra le secteur à croissance la plus rapide de la demande de gaz naturel, les prix du gaz fluctueront davantage en fonction des marchés de l'électricité. Par exemple, la consommation de gaz naturel aux fins de production d'électricité au gaz a doublé au cours des dix dernières années. En 2005, elle comptait pour pratiquement 27 % de la consommation combinée Canada-États-Unis de gaz naturel (figure 2.6).

Par ailleurs, à mesure que l'industrie du gaz naturel et l'industrie de l'électricité s'intégreront, la fiabilité et les questions d'ordre opérationnel dans une industrie pourront exacerber les effets sur l'offre et la demande dans l'autre, ce qui risquerait parfois de se traduire par des prix de l'énergie extrêmement élevés et volatils. Dans les régions où la demande d'électricité et la demande de gaz sont étroitement liées aux conditions météorologiques, les pointes de demande pourraient coïncider sur les deux marchés, ce qui donnerait lieu à une flambée à court terme des prix de l'électricité et du gaz naturel. Une telle situation se produit habituellement lorsque l'offre de gaz est limitée, ce qui avive la concurrence entre le marché du gaz et celui de l'électricité.

La mesure dans laquelle une telle situation peut se produire varie grandement d'une région à l'autre en fonction de la disponibilité et de la diversité de l'offre de gaz, du degré de dépendance à l'égard

FIGURE 2.5

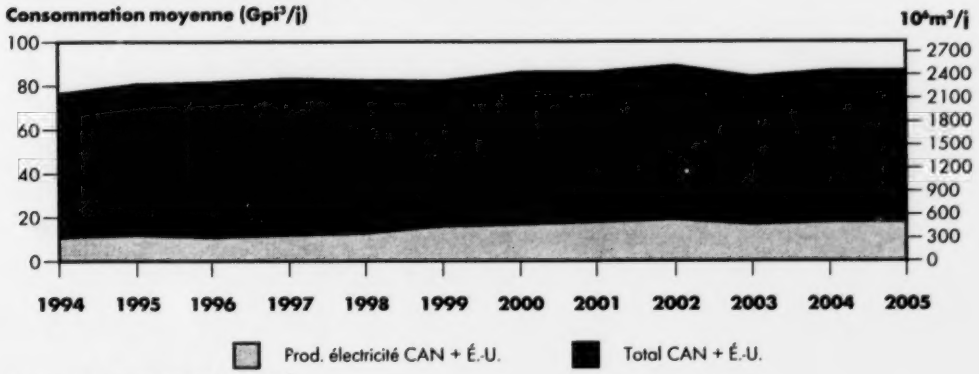
Consommation de gaz naturel et capacité de production d'électricité des États-Unis, 1999-2004



Source : EIA

FIGURE 2.6

Consommation de gaz naturel Canada-États-Unis, 1994-2005



Sources : EIA et estimations de l'ONÉ

de la production d'électricité au gaz naturel, de l'exploitation et de la coordination entre le marché du gaz et celui de l'électricité, de la disponibilité d'autres formes de production d'électricité à l'aide de charbon ou d'énergie nucléaire et enfin, de l'effet d'autres éléments d'influence sur l'offre et la demande de gaz, tels que les conditions de production d'hydroélectricité et la sensibilité de la demande aux conditions météorologiques. Ces facteurs et les conséquences de la convergence des marchés régionaux du gaz naturel et de l'électricité sur les flux et les marchés du gaz naturel du Canada sont abordés plus en détail aux chapitres 3, 4 et 5.

2. 3 Questions d'ordre environnemental

Bien que les prix élevés et volatils du gaz naturel depuis 2001 risquent d'avoir freiné l'utilisation du gaz naturel pour la production d'électricité et l'ajout de capacité de production de nouvelle électricité au gaz, le gaz naturel n'en reste pas moins une option intéressante à cause des nombreux avantages potentiels qu'il présente sur les autres formes de production d'électricité (voir la section 2.2). Le gaz naturel est un combustible propre qui, comparativement à de nombreux autres combustibles fossiles, produit peu d'émissions et a un impact moindre sur la qualité de l'air, ce qui contribuera fort probablement à perpétuer la tendance à la production d'électricité au gaz naturel, du moins prochainement, jusqu'à ce que de nouvelles technologies et percées dans le domaine de la production d'énergie renouvelable et d'énergie de remplacement ou de la combustion de charbon épuré puissent contribuer de manière appréciable à l'offre d'électricité en Amérique du Nord.

Les programmes gouvernementaux qui sont en cours au Canada et aux États-Unis et visent à lutter contre la pollution de l'air et les émissions de gaz à effet de serre ne limitent pas seulement l'utilisation et le développement de la production d'électricité au mazout et au charbon, mais ils rendent plus attrayante la production au gaz naturel. Les critiques remettent toutefois en question les avantages de la croissance continue de la production au gaz et la capacité d'assurer sa durabilité.

En plus des préoccupations économiques liées à une sur-dépendance possible au gaz naturel – et aux conséquences qu'une telle sur-dépendance pourrait avoir sur les prix, la sécurité énergétique et le caractère adéquat de l'infrastructure du gaz naturel –, la production d'électricité au gaz naturel présente aussi ses défis sur le plan de l'environnement. Au nombre de ces défis se trouvent l'impact des activités visant à localiser et à mettre en valeur les nouveaux approvisionnements de gaz dans les zones vulnérables, l'accroissement des émissions atmosphériques et des polluants dégagés par la production accrue d'énergie à partir de combustibles fossiles et enfin, l'impact de la nouvelle infrastructure

pouvant être nécessaire pour produire ou livrer de nouveaux approvisionnements énergétiques. La réponse à ces défis varie d'une région à l'autre, car elle reflète souvent les intérêts et priorités des autorités en place.

Selon la manière dont se dérouleront les divers programmes et politiques du gouvernement dans les différentes régions, les marchés régionaux du gaz et de l'électricité pourraient subir des conséquences importantes.

2.4 Offre future de gaz naturel

L'utilisation accrue du gaz naturel pour produire de l'électricité a soulevé certaines questions concernant le caractère adéquat de l'offre supplémentaire de gaz naturel et l'infrastructure à un moment où l'offre et la demande de gaz naturel sont en équilibre relativement précaire.

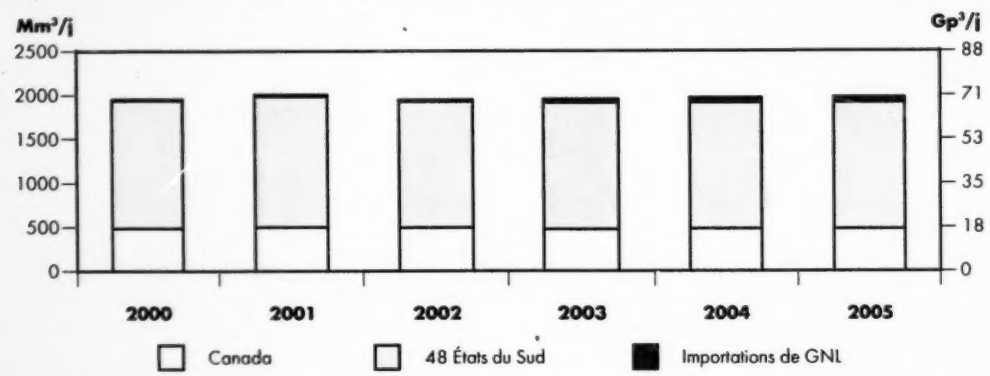
Les prix élevés qui découlent de cet équilibre précaire entre l'offre et la demande de gaz naturel en Amérique du Nord ont grandement favorisé le forage de puits de gaz. Malgré les hausses qu'elle a connues en raison des activités accrues de forage, la production gazière n'a pas pu tenir le rythme de l'accroissement de la demande. L'intense activité de forage n'a permis, somme toute, qu'à contrebalancer les taux accrus de déclin et la productivité en baisse des nouveaux puits. En d'autres termes, le secteur de la production doit forer davantage de puits chaque année pour arriver à conserver une production stable.

Dans l'ensemble, les perspectives de l'approvisionnement de gaz naturel au Canada et aux États-Unis montrent que la production augmentera quelque peu d'ici 2006, pour s'établir à environ 1 936,5 Mm^3/j (68,4 Gpi^3/j). Le niveau de production est demeuré relativement stable depuis les six dernières années (figure 2.7). L'Office s'attend à ce que la moyenne annuelle de production gazière des États-Unis au cours de la période de projection grimpe à quelque 1 458,9 Mm^3/j (51,5 Gpi^3/j) et que la croissance soit principalement attribuable aux Rocheuses américaines.

L'Office s'attend également à une légère augmentation de la productibilité du gaz naturel au Canada qui s'établirait à environ 477 Mm^3/j (16,9 Gpi^3/j) d'ici 2006. Pour de plus amples renseignements sur la production et les projections au Canada, veuillez consulter l'ÉMÉ de l'Office *Productibilité à court terme de gaz naturel au Canada, 2005-2007*.

FIGURE 2.7

Approvisionnement moyen annuel de gaz naturel – Canada et États-Unis, 2000-2005



Source : ONÉ

À elles seules, ces hausses de production ne suffiront pas à combler la demande future de gaz naturel, dont celle du secteur de l'électricité. Par conséquent, toute hausse de la demande de production d'électricité au gaz naturel exigera une réduction de la consommation de gaz naturel par d'autres consommateurs et la mise en valeur d'autres sources d'approvisionnement en gaz.

En Amérique du Nord, on s'attend à ce que l'une des sources clés d'approvisionnement en gaz soit le marché mondial du gaz naturel liquéfié (GNL), qui est en progression rapide[1]. Les réserves prouvées de gaz naturel dans le monde sont environ 20 fois plus grandes que les réserves prouvées de gaz naturel de l'Amérique du Nord. De plus, les progrès réalisés au chapitre des technologies de liquéfaction et de transport ont permis d'abaisser le coût unitaire du GNL de 30 % au cours de la dernière décennie, de sorte que le GNL est maintenant considéré concurrentiel sur le plan des coûts par rapport aux autres sources de gaz en Amérique du Nord.

Au cours des dernières années, les terminaux méthaniers de l'Amérique du Nord ont pris de l'expansion. Au début de 2006, ces terminaux présentaient une capacité d'importation d'environ 147 Mm^3/j (5,2 Gpi^3/j). De plus, en prévision des besoins croissants de gaz naturel, de nombreux projets de nouveaux terminaux ou d'agrandissement de terminaux existants ont été proposés, dont certains au Canada.

2.5 Besoins relatifs à l'infrastructure de gaz naturel

Étant donné les changements qui pourraient survenir à l'offre et à la demande de gaz en Amérique du Nord, des investissements importants seraient nécessaires pour assurer la mise en valeur continue du gaz provenant des sources d'approvisionnement existantes et pour mettre en valeur puis rendre accessible le gaz des nouvelles régions et le GNL. Un autre facteur déterminant de la croissance de la production d'énergie au gaz est la disponibilité de sources de gaz et d'infrastructures adéquates à un prix concurrentiel. Par ailleurs, la constitution d'une capacité de stockage du gaz dans la zone de marché, la distribution, la diversification des combustibles et d'autres services seront peut-être nécessaires pour gérer efficacement les marchés dynamiques de l'électricité et du gaz naturel et pour procurer un approvisionnement de gaz naturel fiable et en temps opportun, ce qui est nécessaire pour servir ces deux marchés qui fluctuent et qui sont sensibles aux conditions météorologiques.

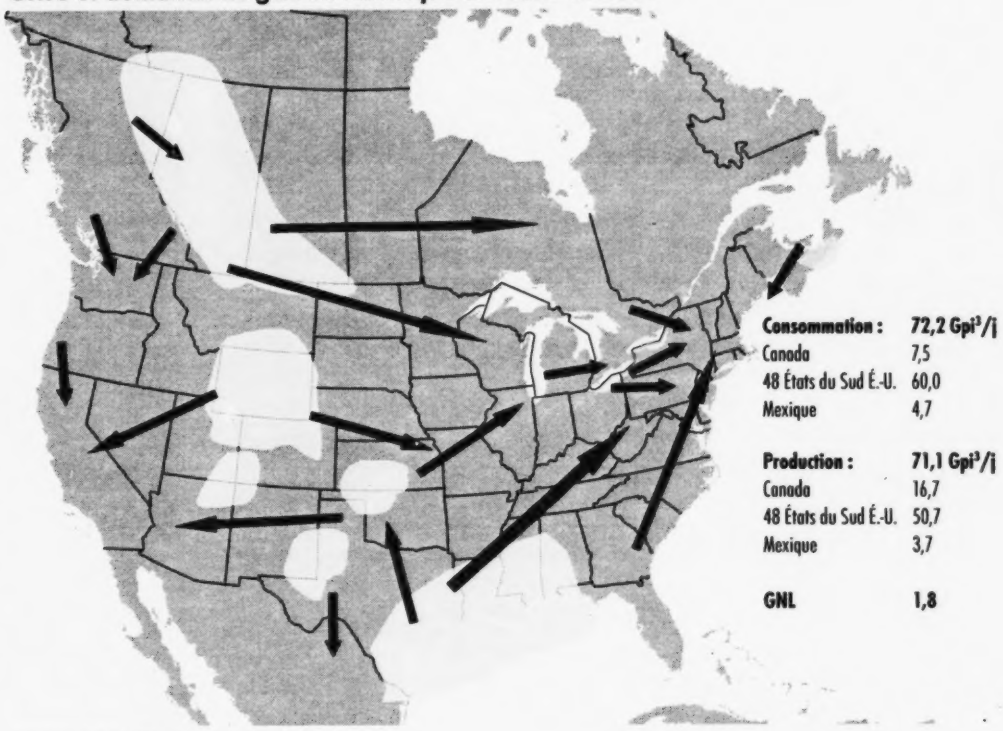
Présentement, la production nord-américaine de gaz naturel se fait en grande partie le long d'un corridor s'étendant du nord-est de la Colombie-Britannique jusqu'au golfe du Mexique, tandis que la demande est répartie plus uniformément, avec certains noyaux dans l'Est du Canada et le Nord-Est des États-Unis, la côte américaine du golfe du Mexique et la Californie (figure 2.8). Les principales artères de transport du gaz depuis les zones d'approvisionnement sont illustrées. Compte tenu de la croissance attendue sur le plan de la production d'énergie au gaz naturel, de même que de la nature et de l'emplacement des sources d'approvisionnement futur en gaz, il y aura certainement des changements aux flux traditionnels du gaz ainsi qu'à la pertinence, à l'utilisation et aux coûts de l'infrastructure consacrée au gaz naturel du Canada.

Les besoins en gazoducs et en infrastructure dépendent également des changements sur le plan de la demande de gaz. Bien que la demande croissante de gaz sur les marchés éloignés risque d'accroître les flux dans les gazoducs, une consommation accrue de gaz naturel dans les régions d'approvisionnement, découlant par exemple de la cogénération par les exploitants des sables bitumineux de l'Ouest canadien, peut réduire la quantité de gaz disponible pour d'autres marchés et les flux dans les

1 Le gaz naturel devient du GNL lorsqu'il est condensé en un liquide, puis stocké à des températures inférieures à -160 °C (-256 °F). À cet état liquide, il n'occupe que le 1/600 du volume du gaz naturel à l'état gazeux, ce qui en facilite le transport vers les marchés et rend ce transport moins coûteux.

FIGURE 2.8

Offre et demande de gaz en Amérique du Nord en 2004



Sources : ONÉ, EIA, Statistique Canada

gazoducs. De plus, l'utilisation croissante du gaz naturel pour la production d'électricité et le chauffage pourrait également entraîner de plus grandes variations des flux dans les gazoducs et une utilisation accrue du stockage du gaz naturel, du GNL ou d'autres services de la zone de marché pour répondre aux demandes de pointe.

La quantité et l'emplacement des importations potentielles de GNL joueront un rôle prépondérant dans la manière dont varieront les flux de gaz et les besoins en infrastructure en Amérique du Nord. Bien que les installations de GNL et la capacité des gazoducs actuels, qui sont sous-utilisées, constituent incontestablement le moyen le plus simple de faciliter l'accroissement des importations de GNL, le potentiel d'importation de GNL à proximité des différents marchés en expansion (tels que l'Est du Canada, le Nord-Est des États-Unis et le sud de la Californie) risque de réduire les besoins futurs en infrastructure supplémentaire le long des tracés habituels.

L'effet sur l'infrastructure gazière dépendra largement des points de chute du GNL en Amérique du Nord. Pour livrer ce GNL, il faudra peut-être installer des latéraux pour raccorder les terminaux méthaniers aux principaux gazoducs, conclure des ententes de service à rebours ou procéder à l'inversion du sens de l'écoulement.

Parmi les principaux changements qui se produisent à l'heure actuelle dans les différentes régions se trouvent la baisse de la production de gaz et la hausse de la demande de gaz pour la mise en valeur des sables bitumineux en Alberta, l'accroissement des approvisionnements de gaz provenant de la région des Rocheuses américaines et des importations de GNL (particulièrement sur la côte américaine du golfe du Mexique), la demande accrue de gaz dans l'Est du Canada et des États-Unis associée à la production croissante d'électricité au gaz et au remplacement des installations de production au

charbon et enfin, la demande croissante de gaz durant l'été et les périodes de pointe durant l'hiver, qui exerce une pression sur le stockage du gaz et les flux saisonniers des gazoducs (figure 2.9).

2.6 Conséquences de la production d'électricité au gaz sur les prix futurs

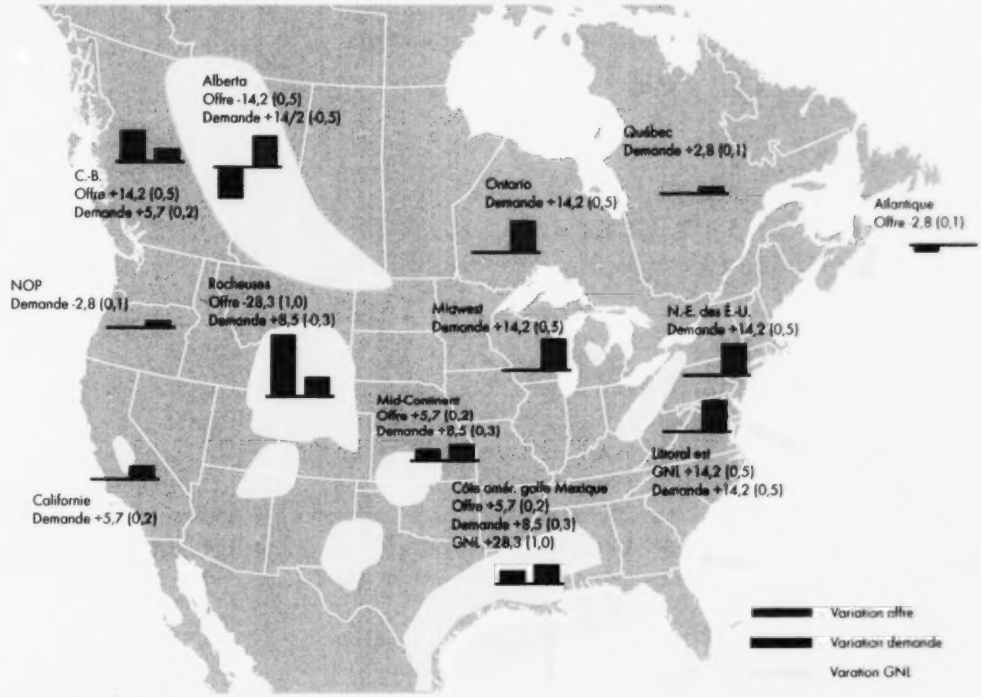
Selon toute attente, la croissance continue de la demande d'énergie produite au moyen de gaz naturel, lorsque l'offre et la demande de gaz sont en équilibre relativement précaire, exercera davantage de pression à la hausse sur les prix. Dans certaines régions, dont le Nord-Est des États-Unis, des contraintes au niveau de l'infrastructure de gaz naturel et de l'offre de gaz ont également limité la production d'énergie au gaz et ce, malgré la disponibilité et l'ajout d'une capacité substantielle de production au gaz naturel ces dernières années. Les prix élevés du gaz font plus particulièrement en sorte que certaines centrales au gaz naturel ne sont pas rentables.

Différentiel électricité-combustible

La convergence des marchés du gaz naturel et de l'électricité depuis quelques années a donné lieu à de nouvelles mesures pour évaluer la rentabilité des centrales au gaz, notamment le *différentiel électricité-combustible*. Par exemple, si le différentiel électricité-combustible est positif, le prix de l'électricité est plus élevé que le prix du combustible, ce qui indique que la production est rentable. À l'inverse, s'il est négatif, l'électricité coûte moins cher que le combustible nécessaire pour la produire et la production n'est pas rentable. La figure 2.10 illustre l'exemple. Les différentiels électricité-combustible présentés pour la région de l'Ouest comparent le coût de production d'électricité au moyen de gaz naturel, à un coût thermique efficient de 7 000 GJ/GWh, à ce qu'il en coûterait pour acheter de l'électricité du

FIGURE 2.9

Variations potentielles de l'offre et de la demande de gaz : 2006 comparativement à 2004, en milliers de m^3/j (Gpi^3/j)



Sources : ONÉ, EIA, Statistique Canada

charbon et enfin, la demande croissante de gaz durant l'été et les périodes de pointe durant l'hiver, qui exerce une pression sur le stockage du gaz et les flux saisonniers des gazoducs (figure 2.9).

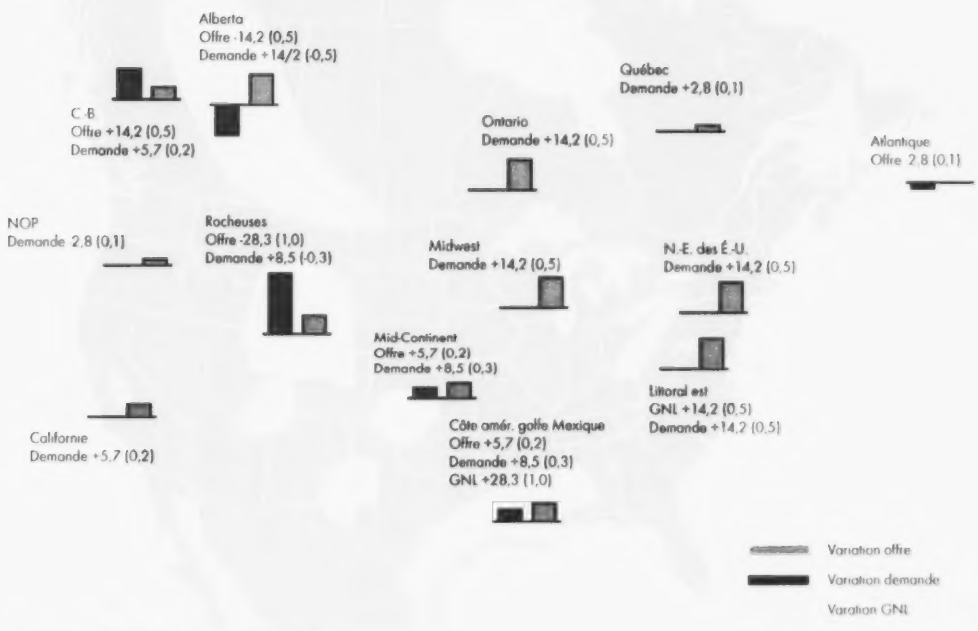
2.6 Conséquences de la production d'électricité au gaz sur les prix futurs

Selon toute attente, la croissance continue de la demande d'énergie produite au moyen de gaz naturel, lorsque l'offre et la demande de gaz sont en équilibre relativement précaire, exercera davantage de pression à la hausse sur les prix. Dans certaines régions, dont le Nord-Est des États-Unis, des contraintes au niveau de l'infrastructure de gaz naturel et de l'offre de gaz ont également limité la production d'énergie au gaz et ce, malgré la disponibilité et l'ajout d'une capacité substantielle de production au gaz naturel ces dernières années. Les prix élevés du gaz font plus particulièrement en sorte que certaines centrales au gaz naturel ne sont pas rentables.

Différentiel électricité-combustible

La convergence des marchés du gaz naturel et de l'électricité depuis quelques années a donné lieu à de nouvelles mesures pour évaluer la rentabilité des centrales au gaz, notamment le *différentiel électricité-combustible*. Par exemple, si le différentiel électricité-combustible est positif, le prix de l'électricité est plus élevé que le prix du combustible, ce qui indique que la production est rentable. À l'inverse, s'il est négatif, l'électricité coûte moins cher que le combustible nécessaire pour la produire et la production n'est pas rentable. La figure 2.10 illustre l'exemple. Les différentiels électricité-combustible présentés pour la région de l'Ouest comparent le coût de production d'électricité au moyen de gaz naturel, à un coût thermique efficient de 7 000 GJ/GWh, à ce qu'il en coûterait pour acheter de l'électricité du

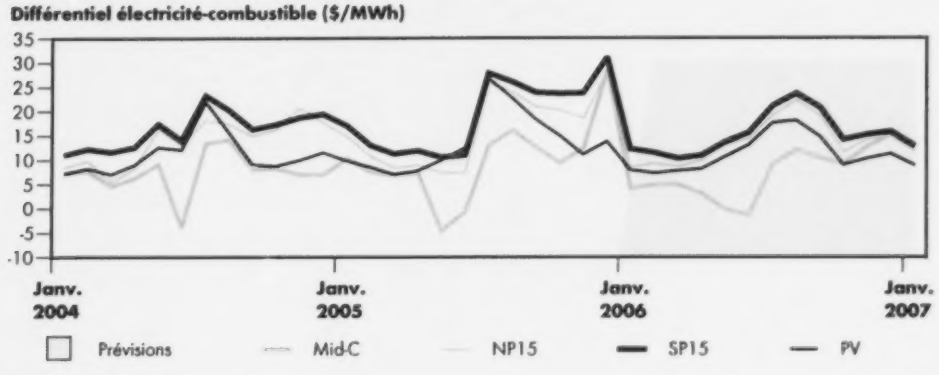
Variations potentielles de l'offre et de la demande de gaz : 2006 comparativement à 2004, en milliers de m^3/j (Gpi^3/j)



Sources : ONÉ, EIA, Statistique Canada

FIGURE 2.10

Données passées et prévisions – Différentiel électricité-combustible dans la région de l'Ouest (unité de 7 000 GJ/GWh)



Source : PIRA

marché pendant une période de pointe. Le graphique montre que la région Mid-Columbia (Mid-C) a connu des moments où des différentiels négatifs faisaient en sorte qu'il était plus économique pour les producteurs de s'acquitter de leurs obligations en achetant de l'électricité au prix du marché et en vendant leur gaz naturel plutôt que de produire de l'électricité.

Coût thermique

Le *coût thermique* est une mesure permettant de comparer l'efficience de différentes centrales au gaz. Le coût thermique correspond au pouvoir calorifique en BTU du combustible consommé, divisé par le nombre de kilowattheures de l'électricité produite. Avec l'émergence de nouvelles technologies, le coût thermique a baissé et ainsi permis la construction de centrales électriques plus efficientes. L'accroissement en efficience des centrales au gaz nouvellement construites rend celles-ci plus économiques que les anciennes. Par conséquent, ces dernières servent principalement à répondre aux demandes de pointe, lorsque les prix de l'électricité sont élevés.

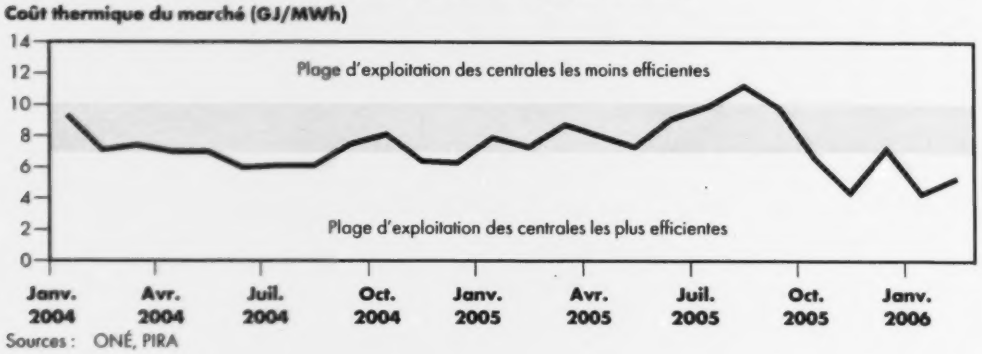
S'il arrive encore qu'on construise des centrales dont le coût thermique est relativement élevé, c'est parce que les coûts de construction sont faibles, que la construction se fait rapidement et que ces centrales peuvent tourner à plein régime presque aussitôt. Ce sont des centrales qui servent souvent pendant des périodes où les prix de l'électricité sont élevés et la demande est très forte. D'autres centrales au gaz sont construites à très faible coût thermique. Les coûts en capital sont donc secondaires, puisque ces centrales contribueront à la charge de base et, par conséquent, devront être très fiables.

Les prix élevés du gaz ont forcé la hausse des prix de l'électricité, pour qu'il soit plus économique d'exploiter les nouvelles centrales électriques. Le coût thermique des centrales au gaz naturel se situe habituellement entre 7 000 GJ/GWh, dans le cas des centrales à cycle combiné qui sont efficientes, à 10 800 GJ/GWh, dans le cas des installations à cycle simple qui sont moins efficientes. L'exemple ci-dessous porte sur une centrale efficiente, dont le coût thermique moyen d'exploitation se situe entre 7 000 et 10 800 GJ/GWh et qui n'aurait pas été en mesure d'assumer ses coûts variables depuis octobre 2005 parce que le coût thermique du marché (le ratio du prix de l'électricité par rapport au prix du gaz) était trop faible (figure 2.11).

De nos jours, les marchés de l'électricité et du gaz naturel sont passablement liés et ils le seront encore davantage à l'avenir, à mesure qu'augmentera la demande d'électricité produite au moyen de

FIGURE 2.11

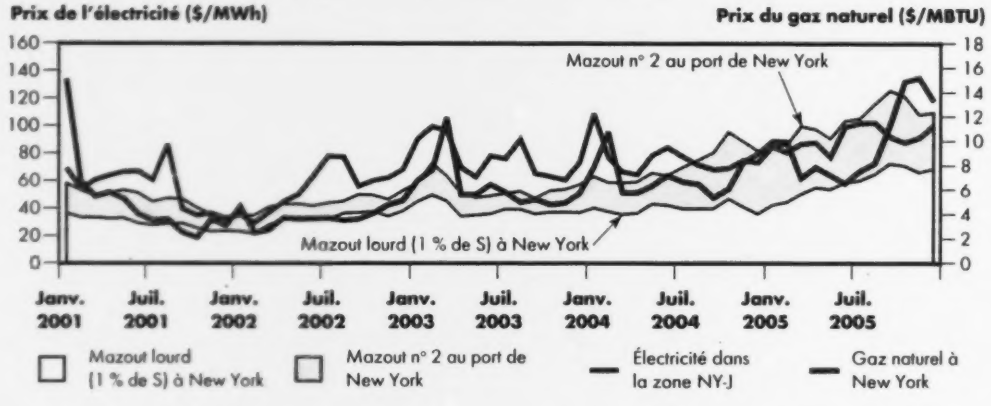
Coûts thermiques nécessaires pour les unités au gaz naturel



Sources : ONÉ, PIRA

FIGURE 2.12

Prix de l'énergie dans la région de la ville de New York, 2000-2005



Sources : PIRA, GLJ Energy Publications

gaz naturel. En outre, l'offre, la demande et le prix du gaz naturel subissent l'influence de facteurs importants, tels que les conditions météorologiques, le prix des combustibles concurrents, le niveau des stocks, le transport par pipeline et la psychologie du marché. Tandis que la concurrence avec le mazout dans les installations polycarburants, particulièrement dans le Nord-Est américain, contribue à relier le prix du gaz (du continent) à celui des produits de mazout, la concurrence avec la production d'électricité contribue aussi à relier les prix à court terme de l'électricité et du gaz naturel pendant les périodes de pointe de la demande.

Dans la région de New York par exemple, l'huile de chauffage nº 2 constitue traditionnellement la limite supérieure de prix du gaz naturel, tandis que le mazout lourd 1 % de soufre représente la limite inférieure (figure 2.12). Cet exemple montre le lien entre le marché de l'électricité et celui du gaz à mesure que les prix de l'électricité poussent les prix du gaz au-delà de ces limites, particulièrement par temps froid (demande de pointe).

2.7 Fiabilité du gaz naturel et de l'électricité

En ce qui concerne le marché de l'électricité à long terme, les planificateurs de ressources concentrent en grande partie leur attention sur le rôle que pourraient jouer les ajouts au réseau de transport et les mises à niveau dans la fiabilité du marché de l'électricité. Dans l'ensemble, on reconnaît la nécessité de développer le réseau de transport, parallèlement à l'offre de nouvelle électricité, afin de relever les trois grands défis auxquels font face les planificateurs : une économie en expansion, la possibilité d'une perturbation importante et des conditions météorologiques extrêmes. L'emplacement stratégique de l'approvisionnement au sein du réseau électrique et l'analyse des compromis entre le développement de nouvelles centrales et la mise à niveau du réseau de transport est à l'avant-plan de leurs préoccupations.

De leur côté, les décideurs se concentrent eux aussi sur le rôle que joue le transport dans la planification des ressources afin d'assurer la fiabilité et reconnaissent que le gouvernement doit prêter main-forte à l'industrie en ce qui a trait à la politique de transport. Dans de nombreuses régions, le temps nécessaire à l'approbation des projets de transport fait entrave à la construction. Des moyens ont été mis en œuvre pour simplifier le processus et faire en sorte que la volonté politique appuie la construction de nouvelles lignes de transport en temps opportun.

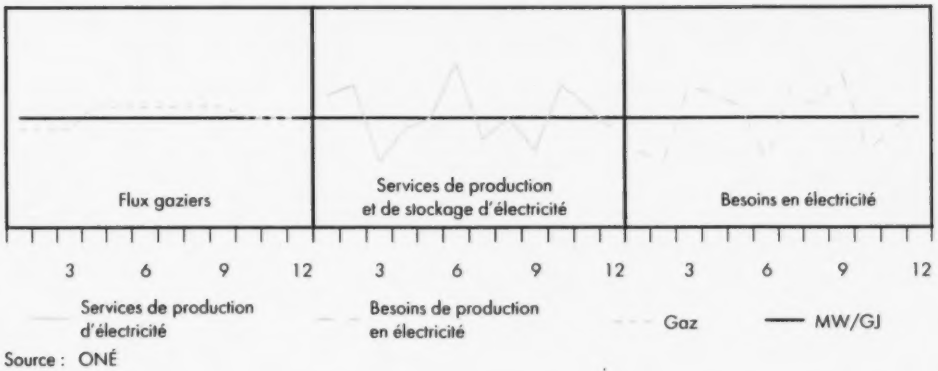
2.7.1 *Coordination de l'exploitation gazière et de l'exploitation électrique*

Pour que l'électricité produite au moyen de gaz naturel puisse satisfaire aux exigences changeantes du marché de l'électricité, des services de soutien, tels que le stockage du gaz naturel, la distribution, l'approvisionnement et le transport, doivent être en place. Comme l'illustre la figure 2.13, les besoins du marché de l'électricité (côté droit de la figure) peuvent se révéler extrêmement variables et exiger des rajustements de production par l'exploitant du réseau et ce, en temps quasi réel, c'est-à-dire aussi souvent que toutes les cinq minutes. Les flux de gaz présentent pour leur part moins de fluctuations (côté gauche de la figure). Ils tournent davantage autour d'une moyenne quotidienne et sont assez uniformes. Ils exigent donc des rajustements moins fréquents au cours de la journée pour respecter la programmation des flux, lesquels devront peut-être passer par de multiples installations.

Une certaine souplesse dans les services, sur le plan du stockage du gaz, de l'inversement de l'écoulement ou de l'équilibrage des flux dans les pipelines, est nécessaire pour, d'une part, faire le lien entre l'exploitation électrique et l'exploitation gazière (partie centrale de la figure 2.13), ce qui est tout à fait possible si les fournisseurs de service sont en mesure d'offrir de fréquents changements de flux

FIGURE 2.13

Illustration stylisée des flux de gaz comparativement aux besoins en électricité



Source : ONÉ

dans les débits de gaz, et, d'autre part, pour assurer un approvisionnement en gaz fiable, même à court préavis, afin de répondre aux besoins variables en électricité. La prestation de tels services exigera cependant une infrastructure particulière, ce qui entraînera des coûts de construction ou du moins, un déplacement de la capacité servant présentement à d'autres services de gaz naturel.

2.8 Justification de l'approche et de l'analyse régionales

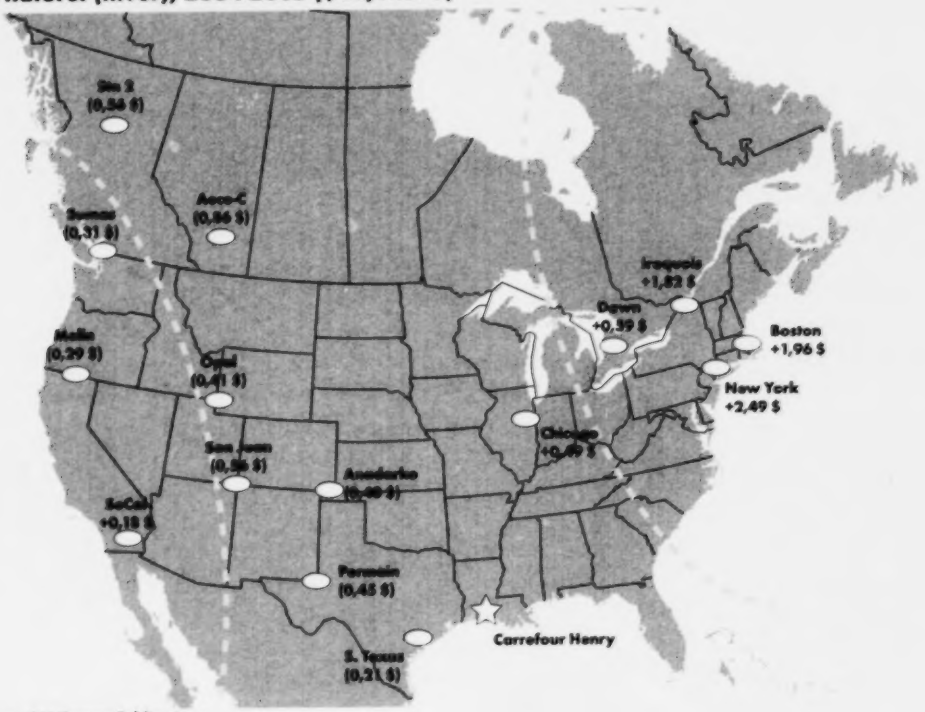
Les conséquences liées à la production accrue d'électricité au moyen de gaz naturel, les changements qui en découleront sur le plan de l'approvisionnement de gaz, les services de transport et de livraison, les besoins en infrastructure, de même que les effets sur les autres consommateurs de gaz varieront d'une région à l'autre. Bien qu'en règle générale il y aura une utilisation accrue du gaz naturel aux fins de production d'électricité dans toutes les régions, ce sont la diversité des éléments d'actif de production d'électricité (âge, diversité des combustibles, type, efficience, etc.), la capacité de production de nouvelle électricité au moyen de gaz en fonction de la demande future et les services offerts dans une région donnée qui détermineront l'influence qu'aura le gaz naturel sur les prix et les marchés régionaux de l'électricité. Par ailleurs, la quantité et la diversité du gaz offert et de l'infrastructure auront une incidence sur la dépendance et la sensibilité au gaz du marché régional de l'électricité.

La politique et les programmes du gouvernement varient aussi habituellement d'une région à l'autre et pourraient avoir une influence sur la portée et l'impact de la production d'électricité au moyen de gaz naturel dans une région donnée. Par exemple, des changements sont attendus en ce qui concerne la politique de l'Ontario visant à supprimer de son réseau 7 500 MW de capacité de production au charbon. Même si la remise à neuf des installations de production d'énergie nucléaire et la construction d'une nouvelle capacité de production d'énergie éolienne remplacera probablement une partie de la production au charbon perdue, il est probable qu'une production accrue au gaz naturel soit nécessaire, de même que les changements qui y sont associés, afin d'assurer un approvisionnement de gaz et une infrastructure adéquates pour répondre aux nouveaux besoins.

Les chapitres suivants du présent rapport analysent en profondeur les différents éléments et caractéristiques qui composent l'offre, la demande et l'infrastructure gazières, ainsi que les tendances et questions d'actualité en matière de production d'électricité au gaz naturel. Comme en témoignent les écarts de prix entre régions, les caractéristiques et répercussions risquent de varier grandement de l'est, au centre, à l'ouest du continent (figure 2.14). L'évaluation du marché de l'énergie étudie les caractéristiques et situations dans trois régions (l'Ouest, l'Est et le Centre de l'Amérique du Nord) et utilise les leçons tirées pour stimuler le débat sur les questions entourant la capacité du Canada de s'adapter à un paysage énergétique en évolution.

FIGURE 2.14

Gaz naturel (hiver), 2004-2005 ($US/MBTU)



Source : GLJ Energy Publications

MARCHÉ DE L'OUEST – ANALYSE DE LA RÉGION

Pour les besoins du présent rapport, l'Ouest s'entend de la région englobant la Colombie-Britannique, l'Alberta et la Saskatchewan, ainsi que les États de Washington, de l'Idaho, de l'Orégon et de la Californie (figure 3.1). La région de l'Ouest est très diversifiée et contrastée sur le plan du climat, de la croissance et de la densité de population, de l'économie et de l'accessibilité aux ressources. Ces facteurs expliquent les différences que l'on constate au sein du marché de l'énergie de l'Ouest en termes de demande, d'options d'approvisionnement et de prix. Malgré ces différences, tous les secteurs de la région sont interconnectés par divers marchés et infrastructures du gaz et de l'électricité.

FIGURE 3.1

Région de l'Ouest dans le marché gazier d'Amérique du Nord

Source : ONÉ

Le marché interconnecté de l'électricité dont fait partie la région de l'Ouest se définit comme étant le Western Electricity Coordinating Council (WECC). Le WECC, qui couvre un territoire de près de 1,8 million de milles carrés, est le plus vaste et le plus diversifié des dix conseils régionaux chapeautés par le North American Electric Reliability Council. Le territoire desservi par le WECC s'étend du Canada jusqu'au Mexique. En plus de la région de l'Ouest définie plus haut, le WECC comprend la partie septentrionale de la Basse-Californie au Mexique, et les 14 États de l'Ouest – en tout ou partie – situés entre les deux.

L'abondance des ressources hydroélectriques dans la région crée des rapports d'interdépendance entre chaque État et province. Ces rapports se constatent dans la capacité de production de gaz et d'électricité à la fois. Depuis toujours, lorsque les niveaux hydriques fluctuent, les États et les provinces de la région de l'Ouest dépendent les uns des autres pour le commerce de l'électricité. Lorsque par exemple les niveaux hydriques en Colombie-Britannique sont sous la normale, la province peut importer de l'électricité de l'Alberta, où la production d'électricité est surtout à base de charbon. À l'inverse, la Colombie-Britannique peut exporter son électricité vers le sud dans la région Nord-Ouest Pacifique, où elle peut être utilisée en fonction des niveaux hydriques locaux, ou encore transportée plus au sud jusqu'en Californie pour répondre aux fortes demandes. Le sud de la Californie dépend des exportations d'électricité du Canada, de la région Nord-Ouest Pacifique et d'autres États pour répondre à ses besoins en périodes de pointe.

Gaz naturel (hiver), 2004-2005 ($US/MBTU)

Source : GLJ Energy Publications

MARCHÉ DE L'OUEST – ANALYSE DE LA RÉGION

Pour les besoins du présent rapport, l'Ouest s'entend de la région englobant la Colombie-Britannique, l'Alberta et la Saskatchewan, ainsi que les États de Washington, de l'Idaho, de l'Orégon et de la Californie (figure 3.1). La région de l'Ouest est très diversifiée et contrastée sur le plan du climat, de la croissance et de la densité de population, de l'économie et de l'accessibilité aux ressources. Ces facteurs expliquent les différences que l'on constate au sein du marché de l'énergie de l'Ouest en termes de demande, d'options d'approvisionnement et de prix. Malgré ces différences, tous les secteurs de la région sont interconnectés par divers marchés et infrastructures du gaz et de l'électricité.

Région de l'Ouest dans le marché gazier d'Amérique du Nord

Source : ONÉ

Le marché interconnecté de l'électricité dont fait partie la région de l'Ouest se définit comme étant le Western Electricity Coordinating Council (WECC). Le WECC, qui couvre un territoire de près de 1,8 million de milles carrés, est le plus vaste et le plus diversifié des dix conseils régionaux chapeautés par le North American Electric Reliability Council. Le territoire desservi par le WECC s'étend du Canada jusqu'au Mexique. En plus de la région de l'Ouest définie plus haut, le WECC comprend la partie septentrionale de la Basse-Californie au Mexique, et les 14 États de l'Ouest – en tout ou partie – situés entre les deux.

L'abondance des ressources hydroélectriques dans la région crée des rapports d'interdépendance entre chaque État et province. Ces rapports se constatent dans la capacité de production de gaz et d'électricité à la fois. Depuis toujours, lorsque les niveaux hydriques fluctuent, les États et les provinces de la région de l'Ouest dépendent les uns des autres pour le commerce de l'électricité. Lorsque par exemple les niveaux hydriques en Colombie-Britannique sont sous la normale, la province peut importer de l'électricité de l'Alberta, où la production d'électricité est surtout à base de charbon. À l'inverse, la Colombie-Britannique peut exporter son électricité vers le sud dans la région Nord-Ouest Pacifique, où elle peut être utilisée en fonction des niveaux hydriques locaux, ou encore transportée plus au sud jusqu'en Californie pour répondre aux fortes demandes. Le sud de la Californie dépend des exportations d'électricité du Canada, de la région Nord-Ouest Pacifique et d'autres États pour répondre à ses besoins en périodes de pointe.

3.1 Demande de gaz naturel

L'utilisation du gaz naturel dans la région de l'Ouest varie considérablement entre le Canada et la Californie en raison des différences marquées de climat et de population. La demande moyenne de gaz naturel dans la région de l'Ouest se répartit presque également entre les secteurs (figure 3.2).

Dans l'Ouest canadien, la demande de gaz est bien inférieure à celle des États américains voisins, en raison principalement de sa population peu nombreuse. Une part importante de la demande de gaz naturel dans l'Ouest canadien est destinée au chauffage résidentiel et commercial. Globalement, la consommation moyenne y est d'environ 28 Mm^3/j (1 Gpi^3/j). Quant à la demande du secteur industriel, elle est relativement peu élevée en Colombie-Britannique et en Saskatchewan; en Alberta toutefois, elle s'établit en moyenne à 42 Mm^3/j (1,5 Gpi^3/j). Dans ce dernier cas, le volume se justifie surtout par la forte demande de gaz naturel pour l'exploitation des sables bitumineux, demande qui devrait continuer sa progression.

Contrairement au marché du gaz de l'Ouest canadien qui est relativement petit, celui de la région de l'Ouest américain compte pour un peu plus de 9 % de la demande totale de gaz en Amérique du Nord. La Californie a la plus forte densité de population dans la région de l'Ouest et c'est là où la demande de gaz est la plus forte de toute la région. En moyenne, la Californie consomme 173 Mm^3/j (6,1 Gpi^3/j), soit environ 81 % de la demande de gaz dans la région de l'Ouest américain. Une forte proportion de la demande de gaz dans cet État sert à la production d'électricité durant l'été afin de répondre aux besoins en climatisation. La région Nord-Ouest Pacifique consomme environ 42 Mm^3/j (1,5 Gpi^3/j) en moyenne.

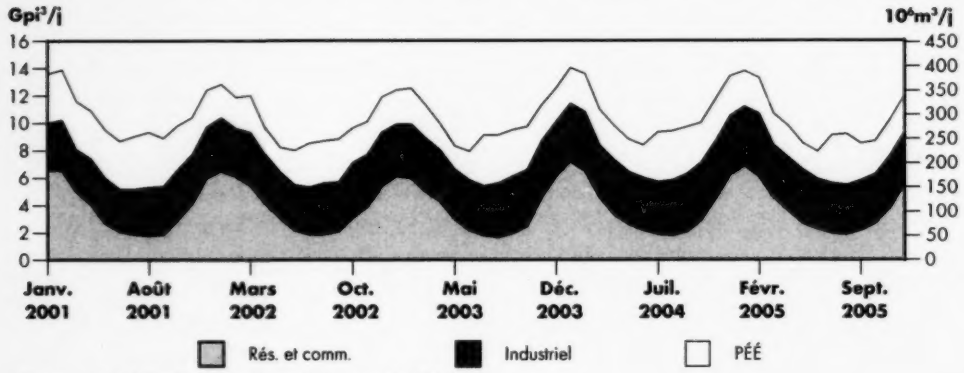
3.2 Perspectives de la consommation de gaz naturel

Dans la majeure partie de la région de l'Ouest, la demande de gaz naturel est relativement stable depuis cinq ans, à l'exception de l'Alberta où l'exploitation des sables bitumineux a entraîné une hausse rapide de la consommation de gaz naturel. Depuis 2001, la demande de gaz naturel pour l'exploitation des sables bitumineux s'est accrue de 50 % pour atteindre 23 Mm^3/j (0,8 Gpi^3/j). Cette croissance devrait atteindre 42 Mm^3/j (1,5 Gpi^3/j) d'ici 2010.

L'EIA prévoit qu'au cours de la prochaine décennie les besoins en gaz naturel dans les États de l'Ouest américain augmenteront d'environ 28 Mm^3/j (1,0 Gpi^3/j) par rapport aux chiffres de 2005

FIGURE 3.2

Consommation de gaz naturel dans la région de l'Ouest par secteur – 2001-2005



Sources : EIA, Statistique Canada et estimations de l'ONÉ

(figure 3.3). De ce nombre, 9 Mm^3/j (312 Mpi^3/j), ou 30 %, serviraient à la production d'électricité. Le reste de la croissance de la demande proviendrait du secteur industriel, principalement en Californie.

3.3 Approvisionnement et infrastructure de gaz naturel

Les régions de l'Ouest du Canada et de l'Ouest des États-Unis sont toutes deux entourées de sources considérables d'approvisionnement en gaz. La partie américaine dispose d'une plus grande diversité d'options d'approvisionnement que d'autres régions d'Amérique du Nord, car elle a accès aux ressources du BSOC, du bassin des Rocheuses et de celui de San Juan, de même qu'à certaines sources d'approvisionnement indigènes (figure 3.4). De plus, la région devrait avoir accès au GNL de la Basse-Californie en 2008.

Les marchés du gaz de l'Ouest sont desservis par quelques grands pipelines provenant de trois sources d'approvisionnement. La région de l'Ouest dispose de plusieurs grands pipelines qui relient plusieurs bassins d'approvisionnement aux marchés (figure 3.5).

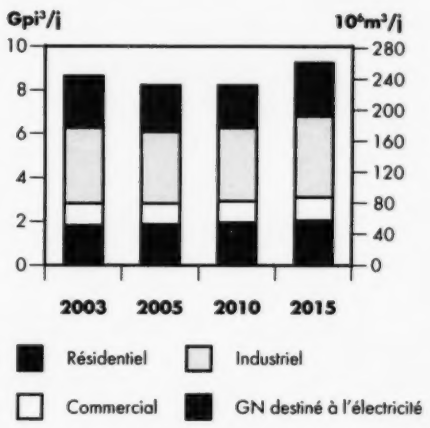
La demande de gaz en Colombie-Britannique et une bonne part de la demande dans la région Nord-Ouest Pacifique sont satisfaites à partir du BSOC. Le pipeline de Duke Energy raccorde le gaz extrait dans le nord-est de la Colombie-Britannique au réseau du pipeline Northwest, qui dessert la région Nord-Ouest Pacifique. Actuellement, 79 Mm^3/j (2,8 Gpi^3/j) sont exportés du Canada vers l'Ouest américain. De ce nombre, près de 34 Mm^3/j (1,2 Gpi^3/j) sont consommés dans la région Nord-Ouest Pacifique, le reste étant exporté en Californie (figure 3.6).

Il faudra développer l'infrastructure dans la majeure partie de la région de l'Ouest pour répondre à la demande croissante de gaz naturel. Sans ajouts à l'infrastructure, par l'augmentation de la capacité de stockage notamment, il sera de moins en moins possible de répondre à la demande. Toutefois, comme la région Nord-Ouest Pacifique dépend énormément de la production hydroélectrique, les producteurs d'électricité au gaz ne disposent souvent pas de services de transport garanti.

Le marché du gaz de la Californie est desservi par plusieurs sources d'approvisionnement (figure 3.7). Environ 25 % des approvisionnements en gaz de cet État proviennent du BSOC par le réseau Gas Transmission Northwest (GTN) de TransCanada

FIGURE 3.3

Prévisions de consommation de gaz naturel dans la région de l'Ouest américain



Source : Perspectives de l'EIA

FIGURE 3.4

Bassins d'approvisionnement en gaz naturel d'Amérique du Nord

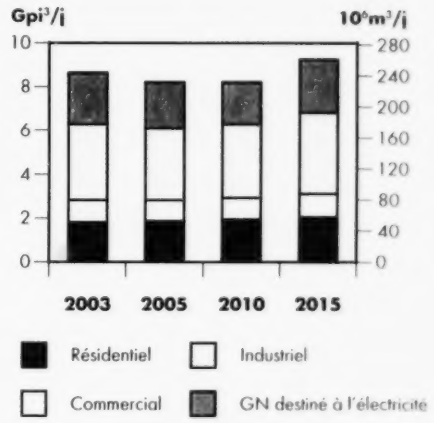
Source : ONÉ

(figure 3.3). De ce nombre, 9 Mm^3/j (312 Mpi^3/j), ou 30 %, serviraient à la production d'électricité. Le reste de la croissance de la demande proviendrait du secteur industriel, principalement en Californie.

3.3 Approvisionnement et infrastructure de gaz naturel

Les régions de l'Ouest du Canada et de l'Ouest des États-Unis sont toutes deux entourées de sources considérables d'approvisionnement en gaz. La partie américaine dispose d'une plus grande diversité d'options d'approvisionnement que d'autres régions d'Amérique du Nord, car elle a accès aux ressources du BSOC, du bassin des Rocheuses et de celui de San Juan, de même qu'à certaines sources d'approvisionnement indigènes (figure 3.4). De plus, la région devrait avoir accès au GNL de la Basse-Californie en 2008.

Prévisions de consommation de gaz naturel dans la région de l'Ouest américain



Source : Perspectives de l'EIA

Les marchés du gaz de l'Ouest sont desservis par quelques grands pipelines provenant de trois sources d'approvisionnement. La région de l'Ouest dispose de plusieurs grands pipelines qui relient plusieurs bassins d'approvisionnement aux marchés (figure 3.5).

La demande de gaz en Colombie-Britannique et une bonne part de la demande dans la région Nord-Ouest Pacifique sont satisfaites à partir du BSOC. Le pipeline de Duke Energy raccorde le gaz extrait dans le nord-est de la Colombie-Britannique au réseau du pipeline Northwest, qui dessert la région Nord-Ouest Pacifique. Actuellement, 79 Mm^3/j (2,8 Gpi^3/j) sont exportés du Canada vers l'Ouest américain. De ce nombre, près de 34 Mm^3/j (1,2 Gpi^3/j) sont consommés dans la région Nord-Ouest Pacifique, le reste étant exporté en Californie (figure 3.6).

Bassins d'approvisionnement en gaz naturel d'Amérique du Nord

Source : ONÉ

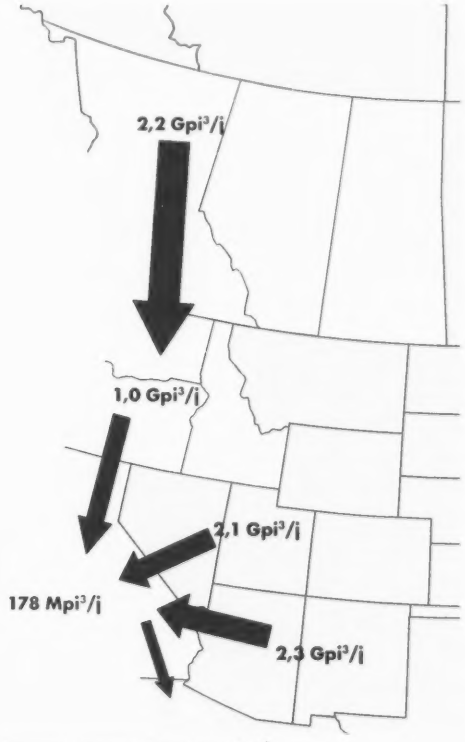
Il faudra développer l'infrastructure dans la majeure partie de la région de l'Ouest pour répondre à la demande croissante de gaz naturel. Sans ajouts à l'infrastructure, par l'augmentation de la capacité de stockage notamment, il sera de moins en moins possible de répondre à la demande. Toutefois, comme la région Nord-Ouest Pacifique dépend énormément de la production hydroélectrique, les producteurs d'électricité au gaz ne disposent souvent pas de services de transport garanti.

Le marché du gaz de la Californie est desservi par plusieurs sources d'approvisionnement (figure 3.7). Environ 25 % des approvisionnements en gaz de cet État proviennent du BSOC par le réseau Gas Transmission Northwest (GTN) de TransCanada

Infrastructure pipelinière de gaz naturel de l'Ouest

Source : ONÉ

Flux de gaz dans la région de l'Ouest en 2005



Sources : Lippman Consulting, ONÉ

Corporation (TransCanada). Le bassin des Rocheuses américaines est une autre grande source d'approvisionnement. Ainsi, le gazoduc Kern River transporte le gaz des Rocheuses jusqu'en Californie. Le gazoduc Kern River dispose d'une certaine capacité supplémentaire sur un jour moyen; toutefois, l'agrandissement jusqu'au sud de la Californie est achevé. Actuellement, quelque 45 Mm^3/j (1,6 Gpi^3/j) transportés depuis le bassin des Rocheuses visent le seul marché de la Californie. Grâce à ses fournisseurs traditionnels que sont le Canada et le bassin des Rocheuses, le marché californien sera suffisamment approvisionné et recèle un potentiel de croissance. Le marché de l'Ouest est également desservi par le bassin de San Juan et le golfe du Mexique, d'où 45 Mm^3/j (1,6 Gpi^3/j) sont livrés par les réseaux El Paso et Transwestern. Le gaz naturel transitant par ces réseaux est consommé surtout dans le sud de la Californie; seulement 5 Mm^3/j (178 Mpi^3/j) sont exportés au Mexique.

Économies en croissance, population grandissante, problèmes de fiabilité (tels les niveaux hydriques), nécessité de concourir pour le gaz : autant de facteurs qui ont incité l'Ouest à chercher des moyens de diversifier ses approvisionnements en gaz. Autour de 2008, la Californie devrait être en mesure de diversifier davantage ses approvisionnements en important jusqu'à 14 Mm^3/j (500 Mpi^3/j) de GNL regazéifié des installations de Costa Azul, en Basse-Californie. Voilà une perspective des plus intéressantes étant donné que le GNL fournit aux secteurs de marché l'approvisionnement en gaz et le stockage.

3.4 Répartition des combustibles de production d'électricité

L'accès à de vastes approvisionnements en gaz naturel combiné avec des prix du gaz historiquement bas, la crainte de périodes de sécheresse prolongées, les prévisions de demande d'énergie grandissante et les prix élevés de l'électricité de gros sont tous des facteurs qui ont contribué au développement important de la production au gaz, voire au surdéveloppement dans tout l'Ouest américain. Ce surdéveloppement s'est constaté ailleurs en Amérique du Nord mais il est surtout attribuable à la déréglementation du marché de l'énergie en Californie. Après la crise de l'énergie de 2000-2001 qui a frappé cet État, de nombreuses centrales au gaz ont été construites afin de contrebalancer les craintes à l'égard de la fiabilité de l'approvisionnement d'électricité. Entre 1998 et 2003, la capacité de production au gaz naturel s'est accrue de 86 % dans l'État

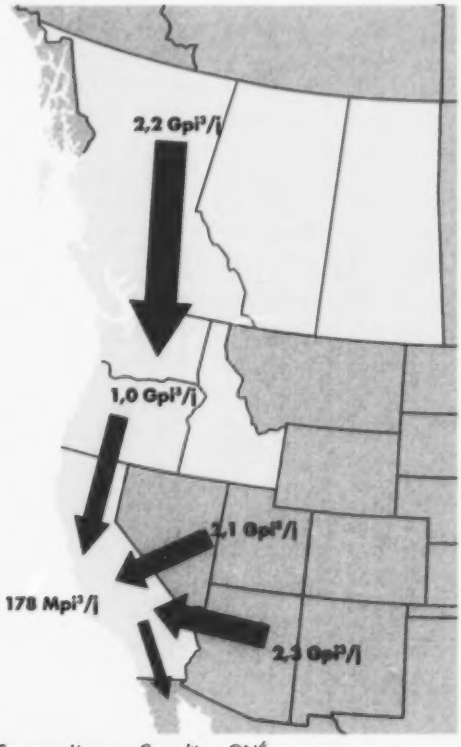
FIGURE 3.5

Infrastructure pipelinière de gaz naturel de l'Ouest

Source : ONÉ

FIGURE 3.6

Flux de gaz dans la région de l'Ouest en 2005



Sources : Lippman Consulting, ONÉ

Corporation (TransCanada). Le bassin des Rocheuses américaines est une autre grande source d'approvisionnement. Ainsi, le gazoduc Kern River transporte le gaz des Rocheuses jusqu'en Californie. Le gazoduc Kern River dispose d'une certaine capacité supplémentaire sur un jour moyen; toutefois, l'agrandissement jusqu'au sud de la Californie est achevé. Actuellement, quelque 45 Mm^3/j (1,6 Gpi^3/j) transportés depuis le bassin des Rocheuses visent le seul marché de la Californie. Grâce à ses fournisseurs traditionnels que sont le Canada et le bassin des Rocheuses, le marché californien sera suffisamment approvisionné et recèle un potentiel de croissance. Le marché de l'Ouest est également desservi par le bassin de San Juan et le golfe du Mexique, d'où 45 Mm^3/j (1,6 Gpi^3/j) sont livrés par les réseaux El Paso et Transwestern. Le gaz naturel transitant par ces réseaux est consommé surtout dans le sud de la Californie; seulement 5 Mm^3/j (178 Mpi^3/j) sont exportés au Mexique.

Économies en croissance, population grandissante, problèmes de fiabilité (tels les niveaux hydriques), nécessité de concourir pour le gaz : autant de facteurs qui ont incité l'Ouest à chercher des moyens de diversifier ses approvisionnements en gaz. Autour de 2008, la Californie devrait être en mesure de diversifier davantage ses approvisionnements en important jusqu'à 14 Mm^3/j (500 Mpi^3/j) de GNL regazéifié des installations de Costa Azul, en Basse-Californie. Voilà une perspective des plus intéressantes étant donné que le GNL fournit aux secteurs de marché l'approvisionnement en gaz et le stockage.

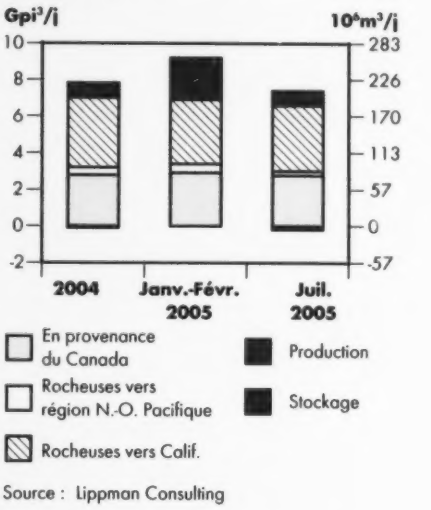
3.4 Répartition des combustibles de production d'électricité

L'accès à de vastes approvisionnements en gaz naturel combiné avec des prix du gaz historiquement bas, la crainte de périodes de sécheresse prolongées, les prévisions de demande d'énergie grandissante et les prix élevés de l'électricité de gros sont tous des facteurs qui ont contribué au développement important de la production au gaz, voire au surdéveloppement dans tout l'Ouest américain. Ce surdéveloppement s'est constaté ailleurs en Amérique du Nord mais il est surtout attribuable à la déréglementation du marché de l'énergie en Californie. Après la crise de l'énergie de 2000-2001 qui a frappé cet État, de nombreuses centrales au gaz ont été construites afin de contrebalancer les craintes à l'égard de la fiabilité de l'approvisionnement d'électricité. Entre 1998 et 2003, la capacité de production au gaz naturel s'est accrue de 86 % dans l'État

de Washington, de 44 % en Californie et de 132 % en Orégon. L'absence de demande après la crise de l'énergie en Californie, conjuguée à la hausse des prix du gaz, a eu pour conséquence qu'un bon nombre de ces centrales sont devenues non rentables et sont demeurées inutilisées ou partiellement construites. Il y a peu de chances que la situation change car depuis lors les technologies se sont améliorées et sont devenues plus efficientes de sorte qu'il est plus rentable maintenant de construire et exploiter une nouvelle centrale que d'acheter et exploiter une centrale existante.

FIGURE 3.7

Approvisionnement en gaz naturel de la région Nord-Ouest Pacifique/ Californie



Source : Lippman Consulting

L'utilisation du gaz naturel pour la production d'électricité varie toutefois considérablement d'un secteur à l'autre de la région de l'Ouest (figure 3.8). En Colombie-Britannique et dans les États côtiers du Nord-Ouest américain, la production hydroélectrique prédomine et la capacité de production au gaz y est très faible. En Alberta et en Saskatchewan, l'électricité est produite principalement au moyen du charbon et, accessoirement, du gaz naturel pour répondre aux besoins du réseau en périodes de pointe. En Californie, la capacité de production installée se décline comme suit : environ 60 % pour le gaz naturel, 20 % pour l'hydroélectricité, 10 % pour l'énergie renouvelable et 7 % pour l'énergie nucléaire. En 2004, plus de 97 % de la nouvelle production était alimentée au gaz naturel.

Chaque province et chaque État de la région de l'Ouest tirent parti des possibilités de négoce avec les régions connectées afin d'optimiser les avantages économiques de leurs ressources en électricité. En ce qui concerne les transferts interprovinciaux, l'électricité circule généralement de la Colombie-Britannique vers l'Alberta durant les heures de pointe et en sens inverse durant les heures creuses. Cela est dû aux synergies qui existent entre les diverses ressources des deux provinces et au fait que le stockage d'hydroélectricité permet de mettre de l'énergie en réserve. De même, en ce qui touche les transferts interrégionaux entre le Canada et les États-Unis, les situations météorologiques qui passent des pointes hivernales dans les États du Nord-Ouest Pacifique aux pointes estivales en Californie, favorisent la circulation de l'électricité dans les deux sens (figure 3.9).

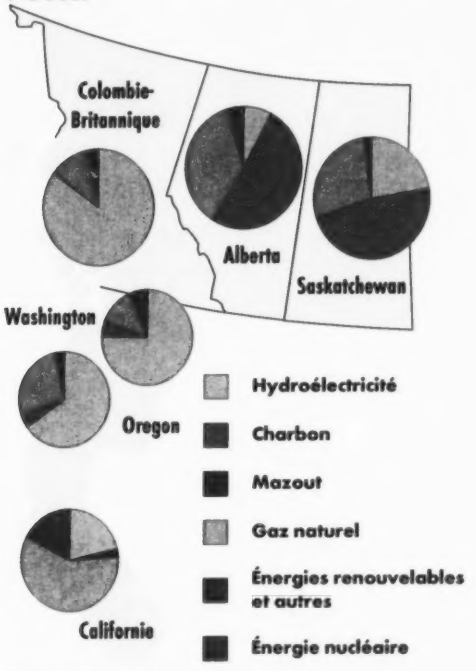
3.5 Marchés de production d'électricité et production au gaz

Marchés canadiens

À la faveur de la restructuration du marché, l'Alberta s'est constitué une saine marge de réserve; entre 1998 et 2004 en effet, son réseau s'est enrichi de 3 000 MW de nouvelle production. Plus de la moitié de la capacité de production de cette province dérive du charbon. Toutefois, la hausse de la capacité de production de l'Alberta est surtout attribuable ces dernières années au gaz naturel, en raison surtout de l'utilisation accrue de la technologie de cogénération sur les lieux d'exploitation des sables bitumineux. Actuellement, on relève une capacité installée de cogénération de 1 042 MW à ces endroits et cinq unités sont en cours de construction. Comme l'Alberta produit maintenant environ le tiers de son électricité (4 158 MW) au moyen du gaz naturel, le prix de ce dernier a une forte incidence sur les prix de l'électricité.

FIGURE 3.8

Répartition des combustibles de production d'électricité - Région de l'Ouest



Sources : EIA, Statistique Canada

FIGURE 3.9

Circulation interrégionale de l'électricité

Source : ONÉ

On a annoncé une nouvelle production d'environ 4 874 MW aux fins de développement. Le gaz naturel continuera d'être une importante source de combustible pour la production d'électricité. Dans le cadre des projets annoncés, 39 % (1 913 MW) de la production serait alimentée au gaz, alors que des usines de cogénération d'environ 1 568 MW seraient construites à des installations de mise en valeur des sables bitumineux. Une seule centrale au gaz naturel, au nord de Calgary, est prévue pour répondre aux besoins en charge grandissants sur le marché intérieur. Le charbon (34 %) et l'éolien (21 %) figurent parmi les autres sources de production à venir.

Avec le développement rapide des usines de cogénération aux installations d'exploitation des sables bitumineux, les lignes de transport d'électricité ne suffiraient pas à la tâche, semble-t-il. Récemment, les promoteurs des sables bitumineux ont changé de stratégie et souhaitent désormais rapprocher les usines de cogénération de leurs sites d'exploitation, réduisant par le fait même la capacité d'exportation d'électricité. Ce changement de cap a été motivé par les prix élevés du gaz naturel, la faiblesse des prix de l'électricité, la crainte que le problème du transport ne se règle pas et l'absence d'accès aux marchés hors de l'Alberta.

L'abondance du charbon en Saskatchewan, tout comme en Alberta, a favorisé la production intensive au charbon. Près de la moitié de la capacité de production totale de la province est alimentée au charbon. La production au gaz naturel et hydroélectrique compte pour la majeure partie de la capacité installée restante.

Contrairement à l'Alberta et à la Saskatchewan, la Colombie-Britannique est une région dominée par la production hydroélectrique, la capacité de production au charbon ne comptant que pour 11 %.

La province possède trois grandes usines à gaz d'une capacité installée de 1 043 MW, ainsi que des installations de cogénération d'environ 550 MW à proximité d'usines de pâtes et papiers et de papier journal. La centrale Burrard de 950 MW, dans le Lower Mainland, sert principalement d'appoint au réseau hydroélectrique les années où l'arrivée d'eau est faible. La centrale Burrard devrait être mise hors service en 2014, mais certains s'opposent à sa fermeture car selon eux il serait préférable de remettre l'usine à neuf car cette ressource d'appoint serait conservée. Sans la centrale, la province dépendrait encore davantage des importations de l'Alberta pour atténuer les répercussions à court terme des faibles niveaux d'eau.

Depuis le milieu des années 1980, les abondants surplus d'électricité de la Colombie-Britannique ont progressivement diminué au point où la province est devenue en 2000 un importateur net; elle achète en effet environ 12 % de son électricité, surtout de l'Alberta, pour satisfaire la demande intérieure. En présumant de la disponibilité des importations, B.C. Hydro prévoit disposer d'un approvisionnement suffisant pour répondre aux besoins en énergie et en capacité jusqu'en 2010.

Des projets de cogénération dont les centrales produiraient de l'électricité et transformeraient la chaleur simultanément sont inclus dans la stratégie énergétique à long terme de la province, qui a pour nom *Energy for Our Future: A Plan for BC*. Ces centrales y ont été incluses parce qu'elles utilisent moins de combustibles comparativement à d'autres et elles assurent ainsi un avantage environnemental net. Parmi les autres sources d'énergie plus écologiques, il convient de mentionner l'énergie éolienne, solaire, marémotrice et géothermique, l'énergie des vagues et celle des piles combustibles. L'énergie nucléaire ne figure pas dans la palette des sources d'énergie potentielles.

Marchés américains

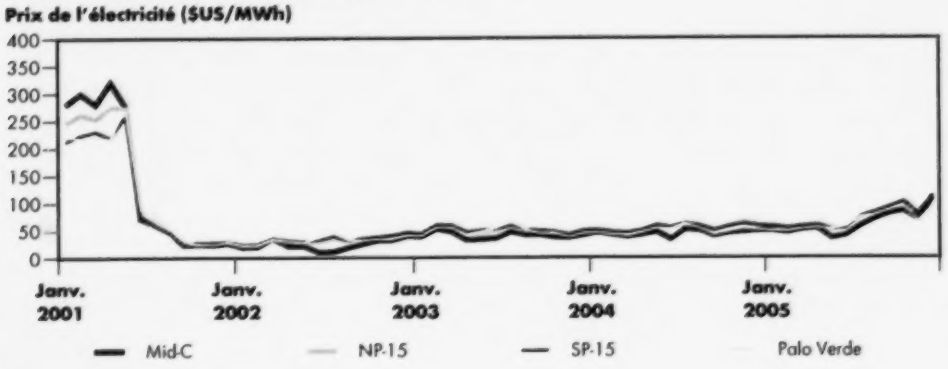
Comme pour la Colombie-Britannique, la production de la région Nord-Ouest Pacifique est principalement tirée des ressources hydroélectriques. L'hydroélectricité représente 71 % de la capacité de la région. Le gaz naturel, le combustible de choix dans la plupart des projets de nouvelles centrales de la région, compte pour 13 % de la capacité de production dans l'État de Washington et 26 % en Orégon.

Pendant et après la crise de l'électricité en 2000-2001, la Californie a connu une ruée vers l'autorisation et la construction de nouvelles centrales au gaz à cycle combiné. Des producteurs d'électricité indépendants (PÉI) ont construit des centrales pour une capacité de production nouvelle de plus de 4 000 MW. Après la crise de l'électricité qui a sévi en Californie, les prix de l'électricité dans la région de l'Ouest ont fortement diminué pour se stabiliser par la suite à des niveaux moyennement élevés (figure 3.10).

En 2000-2001, les producteurs négociants et les sociétés de services publics ont décidé d'investir dans la production au gaz, se disant qu'il y aurait assez de jours où l'électricité se négocierait à plusieurs centaines de dollars du MWh pour permettre aux investisseurs de toucher un bon rendement sur leur investissement. À l'époque, on présumait également que le prix du gaz s'établirait à 2,50 $/MBTU. En réalité, le prix du gaz a augmenté bien au-dessus du prix escompté et de nombreuses sociétés de services publics ont décidé de remettre à neuf les vieilles centrales au charbon plutôt que de continuer à investir dans des usines alimentées au gaz naturel. Un bon nombre d'usines à gaz en cours de construction sont toujours inactives. La principale raison pour laquelle la construction de ces centrales inactives n'a pas repris, c'est que les sociétés de services publics et les promoteurs indépendants souhaitent mettre en place des centrales au gaz plus modernes et plus efficientes. D'ailleurs, nombre de promoteurs sont sortis du négoce de l'électricité ou ont fait faillite. Les centrales au gaz restantes au coût thermique élevé sont utilisées comme centrales auxiliaires pour répondre aux demandes de pointe. Elles fonctionnent rarement en raison des faibles prix du marché de l'électricité et des prix

FIGURE 3.10

Prix de l'électricité dans la région de l'Ouest



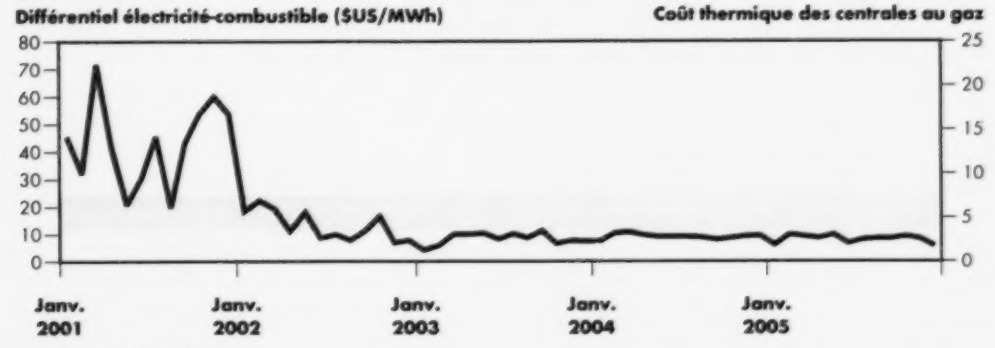
Source : PIRA

élevés du gaz. Depuis juin 2001, à part quelques hausses de prix journalières, le coût thermique du marché a été généralement trop bas pour permettre aux producteurs d'électricité au gaz naturel de fonctionner (figure 3.11 – la bande grise indique là où l'efficacité du coût thermique se situe entre 7 000 GJ/GWh et 10 800 GJ/GWh).

De toute la décennie 1990, la Californie n'a construit aucune nouvelle capacité de production pour tenir le rythme de la croissance de la demande d'électricité. Elle est plutôt devenue de plus en plus dépendante des importations d'électricité de la région du Nord-Ouest Pacifique et du bassin Desert Southwest. Même si la construction d'installations de production entre 2000 et 2004 a permis d'ajouter plus de 10 400 mégawatts de capacité, la marge de réserve dans l'ensemble de l'État de la Californie demeure faible et parfois elle dépend même des importations de la région du Nord-Ouest Pacifique. On craint qu'une production hydroélectrique plus faible que la normale en Californie et dans la région du Nord-Ouest Pacifique ne cause de lourdes contraintes de transport durant les mois d'été lorsque la demande est à son zénith. Loin de s'apaiser, ces craintes s'intensifient car de nombreuses centrales vieillissantes continuent d'être mises hors service, d'où des marges de réserve très faibles dans le sud d'ici à 2008. L'énergie électrique importée de la région du Nord-Ouest Pacifique vers la Californie dessert généralement le nord de l'État, bien qu'il existe une ligne de 500

FIGURE 3.11

Coût thermique du marché Mid-Columbia et rendement thermique de la production au gaz naturel



Sources : ONÉ, PIRA

kV capable de transporter l'énergie jusqu'au sud de l'État où elle est souvent indispensable à cause des faibles marges de réserve.

L'accroissement constant de la population le long de la côte ouest devrait accentuer la demande de production d'électricité. Bien que des projets d'énergies renouvelables comme le solaire et l'éolien soient en cours de réalisation, la production au gaz devrait jouer un rôle accru pour répondre à la demande supplémentaire d'électricité. En Californie par exemple, 95 % des 5 308 MW de nouvelle production projetée seront alimentés au gaz. De même, en Orégon, environ 4 140 MW de production au gaz naturel sont prévus.

Tous ces nouveaux développements auront pour effet d'exacerber la demande de gaz naturel. Même si de nouvelles technologies, comme celle du charbon épuré, sont devenues beaucoup plus viables, les zones côtières ont peu de chance de les adopter. Les préoccupations environnementales sont devenues trop importantes pour que le charbon devienne une option envisageable. Le charbon épuré pourrait être par contre une option de mise en valeur en Alberta et en Saskatchewan.

Compte tenu des fluctuations potentielles de l'offre et de la demande de gaz en Amérique du Nord, d'importants investissements seront nécessaires pour permettre la poursuite de la mise en valeur du gaz à partir des sources d'approvisionnement existantes, et pour développer et fournir l'accès au gaz à partir de nouvelles sources et l'accès au GNL. À mesure que des régions comme la Californie chercheront à augmenter leur utilisation du gaz naturel, il faudra probablement construire un plus grand nombre de terminaux méthaniers. La croissance de la production au gaz dépendra largement de la disponibilité des approvisionnements et de l'existence d'une infrastructure suffisante, à des prix concurrentiels. Il faudra peut-être également mettre sur pied des services de stockage et de distribution du gaz en fonction des marchés, diversifier les combustibles et implanter d'autres services afin de gérer efficacement des marchés dynamiques de l'électricité et du gaz naturel et d'offrir des approvisionnements en gaz naturel d'une manière fiable et dans les délais requis, en vue de répondre aux besoins des marchés de l'électricité et du gaz naturel fluctuants et tributaires des conditions météorologiques.

MARCHÉ DE L'EST – ANALYSE DE LA RÉGION

La région de l'Est, pour les besoins du présent rapport, englobe le Québec, la Nouvelle-Écosse, le Nouveau-Brunswick, l'Île-du-Prince-Édouard, Terre-Neuve-et-Labrador, ainsi que les régions de la Nouvelle-Angleterre et du Moyen-Atlantique américain (Maine, Vermont, New Hampshire, Massachusetts, Rhode Island, Connecticut, New York, New Jersey et Pennsylvanie) (figure 4.1).

FIGURE 4.1

Région de l'Est dans le marché gazier d'Amérique du Nord

Source : ONÉ

Cette région est généralement éloignée des grands bassins d'approvisionnement en gaz d'Amérique du Nord et elle a recours à diverses sources d'énergie pour produire son électricité. Jusqu'à ce que le gazoduc de Maritimes and Northeast Pipeline (M&NP) entre en service en décembre 1999, la région se trouvait en quelque sorte « en bout de ligne », étant le marché le plus éloigné des principaux bassins d'approvisionnement de l'Ouest canadien, des Rocheuses américaines et du golfe du Mexique. À l'exception d'une faible production dans la partie occidentale de la région, ajoutée aux importations de GNL à Everett, au Massachusetts, la majeure partie des approvisionnements en gaz est transportée par gazoduc sur de longues distances en provenance d'autres régions d'Amérique du Nord.

L'agrandissement de l'infrastructure de transport du gaz vers le Nord-Est américain a permis à celui-ci de devenir un débouché important pour le gaz naturel et de relier les prix et les influences de l'offre et de la demande à ceux des autres régions d'Amérique du Nord. Actuellement, le tiers environ du gaz naturel consommé dans le Nord-Est des États-Unis provient du Canada, de sorte que les prix du gaz naturel y sont étroitement liés à ceux de l'Ontario, du Québec et du Canada atlantique.

4.1 Demande de gaz naturel

L'utilisation du gaz naturel canadien dans le Nord-Est des États-Unis s'est accrue sensiblement depuis le milieu des années 1980, rendue possible grâce à un accès élargi aux marchés gaziers à la suite de la déréglementation et à l'agrandissement de l'infrastructure pipelinière. Le gaz naturel est essentiellement utilisé dans les secteurs résidentiel et commercial, notamment pour le chauffage des

MARCHÉ DE L'EST – ANALYSE DE LA RÉGION

La région de l'Est, pour les besoins du présent rapport, englobe le Québec, la Nouvelle-Écosse, le Nouveau-Brunswick, l'Île-du-Prince-Édouard, Terre-Neuve-et-Labrador, ainsi que les régions de la Nouvelle-Angleterre et du Moyen-Atlantique américain (Maine, Vermont, New Hampshire, Massachusetts, Rhode Island, Connecticut, New York, New Jersey et Pennsylvanie) (figure 4.1).

FIGURE 4.1

Région de l'Est dans le marché gazier d'Amérique du Nord

Source : ONÉ

Cette région est généralement éloignée des grands bassins d'approvisionnement en gaz d'Amérique du Nord et elle a recours à diverses sources d'énergie pour produire son électricité. Jusqu'à ce que le gazoduc de Maritimes and Northeast Pipeline (M&NP) entre en service en décembre 1999, la région se trouvait en quelque sorte « en bout de ligne », étant le marché le plus éloigné des principaux bassins d'approvisionnement de l'Ouest canadien, des Rocheuses américaines et du golfe du Mexique. À l'exception d'une faible production dans la partie occidentale de la région, ajoutée aux importations de GNL à Everett, au Massachusetts, la majeure partie des approvisionnements en gaz est transportée par gazoduc sur de longues distances en provenance d'autres régions d'Amérique du Nord.

L'agrandissement de l'infrastructure de transport du gaz vers le Nord-Est américain a permis à celui-ci de devenir un débouché important pour le gaz naturel et de relier les prix et les influences de l'offre et de la demande à ceux des autres régions d'Amérique du Nord. Actuellement, le tiers environ du gaz naturel consommé dans le Nord-Est des États-Unis provient du Canada, de sorte que les prix du gaz naturel y sont étroitement liés à ceux de l'Ontario, du Québec et du Canada atlantique.

4.1 Demande de gaz naturel

L'utilisation du gaz naturel canadien dans le Nord-Est des États-Unis s'est accrue sensiblement depuis le milieu des années 1980, rendue possible grâce à un accès élargi aux marchés gaziers à la suite de la déréglementation et à l'agrandissement de l'infrastructure pipelinière. Le gaz naturel est essentiellement utilisé dans les secteurs résidentiel et commercial, notamment pour le chauffage des

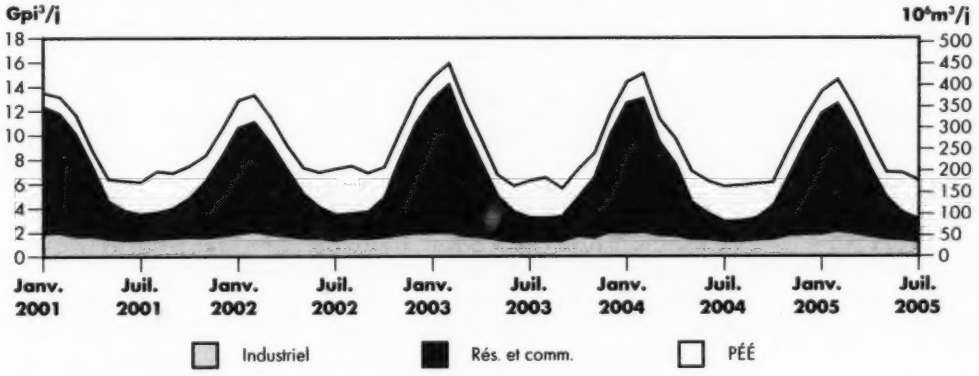
locaux, dans une proportion de 58 %, le reste servant de combustible industriel (17 %) et à produire de l'électricité (25 %) (figure 4.2).

Au Canada atlantique et au Québec, la consommation de gaz naturel est bien inférieure à celle du Nord-Est américain voisin, en raison surtout de l'abondance d'autres options de production, telle l'hydroélectricité, de l'infrastructure limitée de transport du gaz, de sa faible population et de sa base industrielle. La consommation moyenne de gaz dans la région de l'Est est d'environ 8,5 Gpi^3/j, dont quelque 95 % est accaparée par le Nord-Est des États-Unis (figure 4.3).

Essentiellement, les marchés gaziers canadiens au Québec et dans les Maritimes sont desservis par un seul pipeline/corridor – TransCanada et M&NP, respectivement – alors que le Nord-Est américain dispose de quelques options de plus sur le plan de l'approvisionnement et du transport du gaz. L'infrastructure limitée de transport et l'utilisation d'une source unique d'approvisionnement en gaz, alors que d'autres options de combustibles bon marché sont disponibles, expliquent pourquoi le gaz naturel a peu pénétré les marchés du chauffage et de la production d'électricité au Québec et dans les Maritimes. La concurrence des grands marchés des régions environnantes pour l'approvisionnement en gaz et la vulnérabilité aux contraintes et à la volatilité des prix exacerbées par la présence d'une

FIGURE 4.2

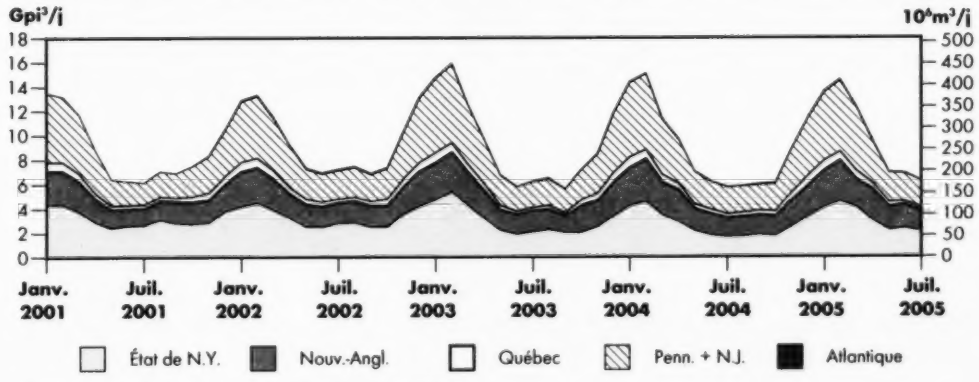
Consommation de gaz naturel dans la région de l'Est par secteur – 2001-2005



Sources : EIA, Statistique Canada et estimations de l'ONÉ

FIGURE 4.3

Consommation de gaz naturel dans la région de l'Est par sous-région – 2001-2005



Sources : EIA, Statistique Canada et estimations de l'ONÉ

seule source d'approvisionnement ont rendu difficile la tâche de développer l'utilisation et la pénétration du gaz naturel.

Comme une part importante de la charge est destinée au chauffage – résidentiel et commercial – en hiver et à la production d'électricité pour la climatisation en été, l'utilisation du gaz naturel dans la région de l'Est est grandement tributaire des conditions météorologiques. La charge utilisée pour le chauffage résidentiel et commercial représente environ le tiers de la consommation totale en été et plus des trois quarts de la consommation totale durant les mois d'hiver de pointe. Le gaz naturel utilisé pour la production d'électricité représente environ la moitié de la consommation totale de gaz en été et quelque 15 % de la consommation totale en périodes de pointe l'hiver.

En hiver, les charges de base servant au chauffage résidentiel et commercial sont les plus élevées et accaparent l'essentiel de la capacité de transport disponible sur les gazoducs de la région. Aussi la capacité pipelinière restante disponible pour d'autres utilisateurs, tels les producteurs d'électricité, est-elle devenue un facteur limitatif de la quantité de gaz naturel utilisée, même si la demande d'électricité est élevée. Alors que le service interruptible du gaz utilisé par de nombreux producteurs d'électricité peut être à moindre coût, durant les grands froids et les périodes de demande de pointe sa disponibilité est limitée et moins certaine.

Dans bien des secteurs du Nord-Est des États-Unis, on a accès au gaz de plusieurs sources potentielles, dont celles du golfe du Mexique, du milieu du continent, de l'Ouest et de l'Est du Canada, ainsi qu'au GNL. Au cours des dernières décennies, cette situation a permis d'obtenir des approvisionnements en gaz à des prix compétitifs (comparativement au mazout), d'aménager une infrastructure de transport et de faire pénétrer le gaz naturel dans les marchés de l'énergie mieux que dans le Canada atlantique. Par ailleurs, le fait d'avoir l'infrastructure de transport nécessaire pour répondre aux besoins du marché du chauffage en hiver a également permis d'utiliser le gaz pour produire de l'électricité afin d'optimiser l'utilisation et le coût de cette infrastructure. Cela se fait généralement en utilisant le service interruptible en été et en périodes creuses de chauffage, lorsque l'approvisionnement de gaz et l'infrastructure de transport ne sont pas pleinement utilisées par les clients du service garanti à long terme et, par conséquent, coûtent moins cher.

Ces dernières années, l'exploitation du gaz naturel dans le cadre du projet de la Sable Offshore Energy Inc. au large de la Nouvelle-Écosse et la construction du gazoduc de M&NP ont contribué à développer une offre de gaz nouvelle et supplémentaire pour les consommateurs de la Nouvelle-Écosse, du Nouveau-Brunswick et de la Nouvelle-Angleterre, en plus d'injecter une bonne dose d'optimisme à l'égard de l'exploitation accrue de la filière du gaz dans la région. Les perspectives optimistes à l'égard de l'offre de gaz, conjuguées avec les préoccupations au sujet de la qualité de l'air, les installations de production vieillissantes, la difficulté d'implanter de nouvelles installations (dans le cas du charbon, du pétrole et du nucléaire) et la demande grandissante d'électricité, ont contribué à stimuler la croissance de l'utilisation du gaz naturel pour produire de l'électricité. Voilà pourquoi, dans les années 1980 et 1990, le Nord-Est des États-Unis est devenu un marché en expansion rapide pour le gaz naturel.

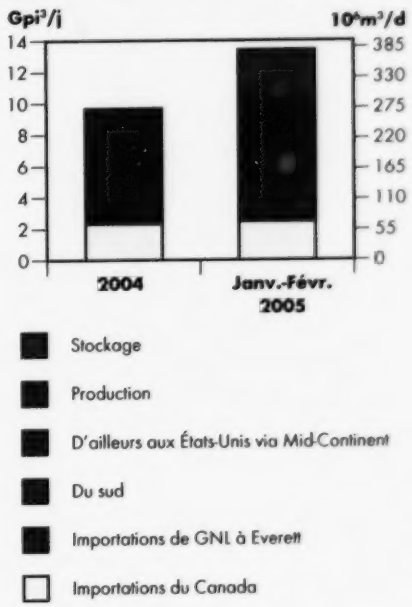
Dans le Nord-Est américain, au cours de la période 2000-2004, une capacité de production de plus de 20 000 MW a été installée, et plus de 80 % de cette capacité est en mesure d'utiliser le gaz naturel. Dans l'Est du Canada (Québec, Île-du-Prince-Édouard, Nouvelle-Écosse et Nouveau-Brunswick), une nouvelle production d'environ 2 000 MW est venue s'ajouter, dont 40 % est alimentée au gaz (Bécancour au Québec, et Bayside au Nouveau-Brunswick). Pendant cette période, la capacité des pipelines de transporter le gaz dans la région n'a pas correspondu aux attentes en raison du succès mitigé de l'exploitation du gaz dans le bassin néo-écossais, de la difficulté de prolonger les gazoducs en provenance du sud, et de la concurrence accrue pour le gaz venant des secteurs

d'approvisionnement traditionnels, comme le BSOC, où la productibilité supplémentaire est devenue plus limitée, pendant que la consommation en Alberta et en Ontario poursuit sa lancée.

Aujourd'hui en moyenne, environ le tiers du gaz utilisé dans le Nord-Est des États-Unis est importé directement du Canada ou importé sous forme de GNL. Même si l'on relève une certaine production dans l'ouest des États de New York et de Pennsylvanie, l'essentiel des approvisionnements provient d'autres régions par voie de gazoducs haute pression. Les flux de gaz acheminés vers la région ont été relativement stables, soit autour de 227 à 255 Mm^3/j (de 8 à 9 Gpi^3/j), malgré les écarts très importants de consommation de gaz naturel selon les saisons. En périodes de faible consommation, une partie du gaz est transportée et stockée sous terre, principalement en Pennsylvanie, puis utilisée comme appoint des gazoducs durant l'hiver lorsque la consommation est à son plus haut.

FIGURE 4.4

Approvisionnement en gaz de la région Nord-Est des É.-U. par source



Source : Lippman Consulting

Comme l'illustre la figure 4.4 à partir des données de janvier et février 2005, les retraits du gaz d'installations de stockage constituent une part très importante et vitale de l'offre de gaz en hiver pour cette région. La capacité pipelinière en direction des grandes agglomérations tend à être hautement utilisée tout au long de l'année et laisse ainsi peu de place pour accroître sensiblement les flux des gazoducs dans la région durant l'hiver. Quant au GNL, il est stocké dans de nombreuses installations satellites situées un peu partout dans la région; il permet de répondre aux besoins de pointe à court terme sur les marchés locaux.

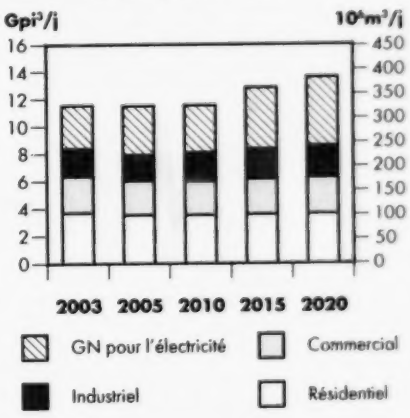
4.2 Perspectives de la consommation de gaz naturel

Les besoins grandissants en gaz pour la production d'électricité dans le Nord-Est américain signifient une demande et une concurrence accrues, qui ont des répercussions sur le prix du gaz naturel dans les marchés voisins. Le coût croissant du gaz naturel, imputable à un équilibre offre/demande beaucoup plus précaire en Amérique du Nord, a également contribué à réduire temporairement la quantité de gaz destinée à la production d'électricité ces dernières années. Comme la demande d'électricité continue toutefois de progresser et que les problèmes liés à l'utilisation d'autres combustibles pour produire de l'électricité restent entiers, il est probable que la production au gaz s'accroîtra elle aussi.

L'EIA prévoit qu'au cours de la prochaine décennie les besoins en gaz naturel dans le Nord-Est des États-Unis

FIGURE 4.5

Prévisions de la consommation de gaz naturel dans le Nord-Est des États-Unis jusqu'en 2020



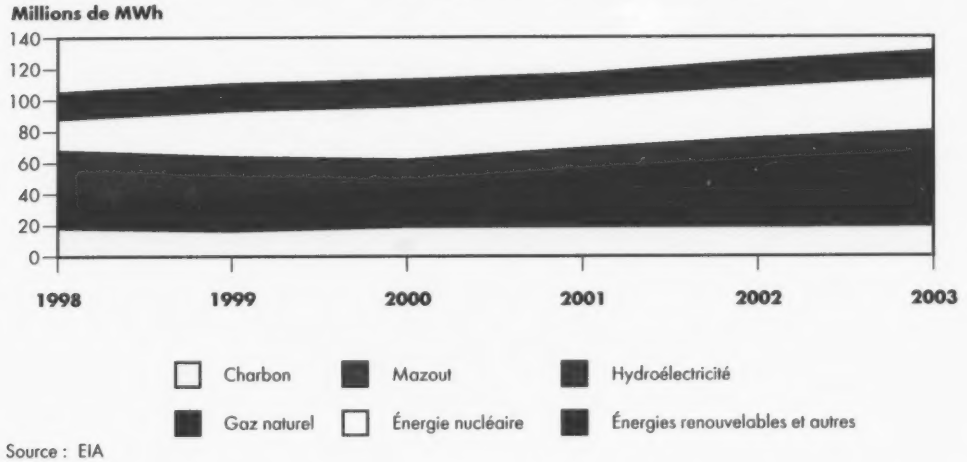
Source : Perspectives énergétiques de l'EIA - Février 2006

augmenteront d'environ 37 Mm^3/j (1,3 Gpi^3/j) par rapport aux niveaux de consommation de 2003. Près de la totalité devrait servir à la production d'électricité (figure 4.5).

Même si l'utilisation du gaz pour la production d'électricité dans la région de l'Est est demeurée relativement stable ces dernières années, la tendance varie sensiblement d'un secteur à l'autre de la région et la consommation devrait dans l'ensemble augmenter au cours des prochaines années. En Nouvelle-Angleterre, il a fallu construire de nouvelles installations de production au gaz pour répondre à la demande croissante d'électricité, ce qui a provoqué une hausse spectaculaire de la consommation de gaz (figure 4.6). Dans l'État de New York toutefois, des centrales au gaz nouvelles et plus efficaces ont remplacé des installations plus vieilles et moins efficaces, ce qui a permis de maintenir la consommation globale à un niveau stable (figure 4.7). L'utilisation stratégique d'installations bicombustibles dans les grands centres de consommation et la hausse des prix du marché du gaz et de l'électricité qui en a résulté ont permis d'utiliser plus abondamment des sources

FIGURE 4.6

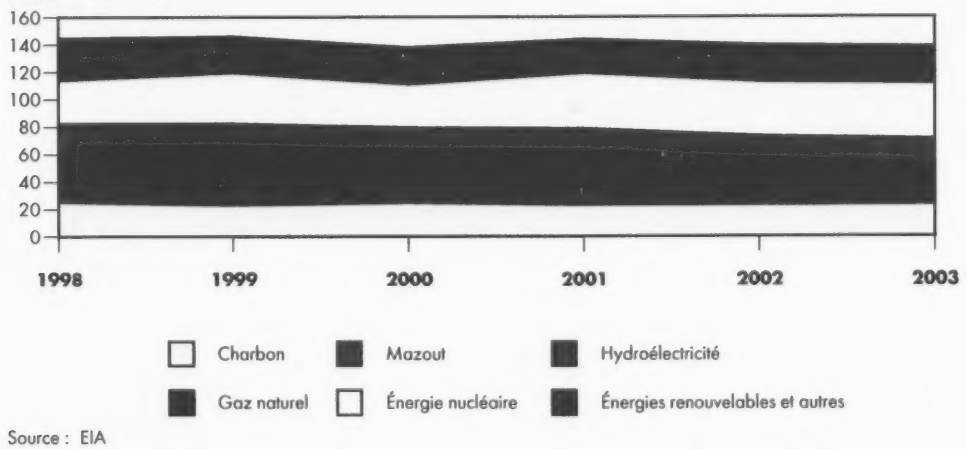
Production d'électricité en Nouvelle-Angleterre par source d'énergie



Source : EIA

FIGURE 4.7

Production d'électricité dans l'État de New York par source d'énergie



Source : EIA

d'énergie autres que le gaz – l'énergie nucléaire et le mazout – pour la production d'électricité et aidé à gérer l'utilisation du gaz naturel.

On prévoit qu'au cours de la prochaine décennie le Nord-Est américain utilisera le gaz pour ses besoins supplémentaires en énergie, contrairement à l'Est du Canada. L'abondance des ressources hydroélectriques au Québec et au Labrador voisin a limité les besoins en gaz naturel pour le chauffage et la production d'électricité au Québec. Bien qu'il ait envisagé ces dernières années de nouvelles installations de cogénération au gaz naturel, le Québec lorgne encore une fois vers l'aménagement de grandes centrales hydroélectriques et il a des projets importants de mise en valeur de l'énergie éolienne, laquelle s'arrime très bien à l'hydroélectricité. La production au gaz naturel sera probablement envisagée à une échelle plus limitée pour profiter des synergies qu'offre la cogénération ou pour rehausser la fiabilité et les marchés régionaux. Au Canada atlantique, la nouvelle production au gaz n'est une option que pour le Nouveau-Brunswick et la Nouvelle-Écosse.

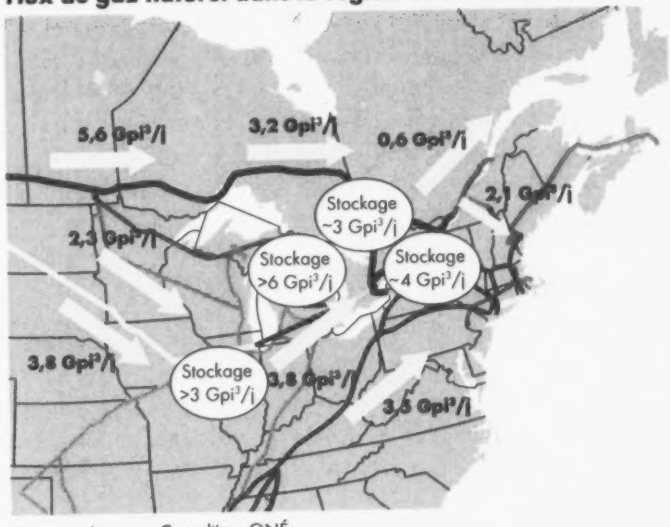
Même s'ils ne comptent que pour une infime fraction de l'ensemble des besoins en gaz naturel de la région de l'Est, les marchés canadiens du gaz naturel au Québec et dans les Maritimes, comme les consommateurs du reste de l'Amérique du Nord, sont intégrés aux marchés du Nord-Est américain et font face aux mêmes problèmes et subissent les mêmes influences des prix du gaz naturel que l'ensemble de la région de l'Est. La demande grandissante d'électricité au Canada comme aux États-Unis nécessitera des installations de production supplémentaires. Compte tenu des difficultés auxquelles il faut se buter pour implanter et utiliser de nouvelles installations au moyen d'autres combustibles fossiles traditionnels, une part importante des nouvelles installations de production sera alimentée au gaz. Il faudra pour cela non seulement un approvisionnement supplémentaire de gaz naturel, mais également la disponibilité de capacité pipelinière vers les emplacements appropriés, afin d'assurer la fiabilité de la source d'approvisionnement et la rentabilité de l'exploitation.

4.3 Offre et infrastructure de gaz naturel

La diversité historique des options de combustibles et la demande d'électricité de pointe l'été pour la climatisation de l'air – c'est-à-dire durant les périodes où l'infrastructure pipelinière n'est pas pleinement utilisée par d'autres consommateurs de gaz dont la demande de pointe pour le chauffage des locaux survient en hiver – ont permis à la plupart des ententes d'approvisionnement et de transport du gaz pour la production d'électricité dans cette région d'être conclues au moyen de services interruptibles de transport à moindre coût par divers corridors (figure 4.8). Il pourrait devenir de plus en plus difficile de recourir aux services interruptibles étant donné que la nouvelle production d'électricité devrait représenter près de 80 %

FIGURE 4.8

Flux de gaz naturel dans la région de l'Est en 2004



Sources : Lippman Consulting, ONÉ

d'énergie autres que le gaz – l'énergie nucléaire et le mazout – pour la production d'électricité et aidé à gérer l'utilisation du gaz naturel.

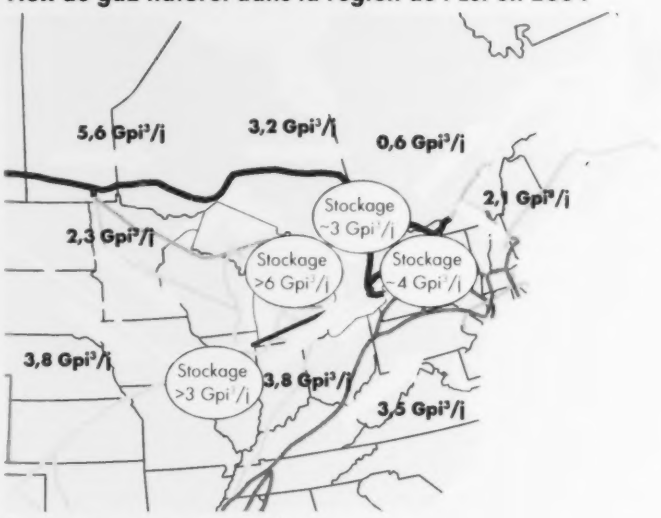
On prévoit qu'au cours de la prochaine décennie le Nord-Est américain utilisera le gaz pour ses besoins supplémentaires en énergie, contrairement à l'Est du Canada. L'abondance des ressources hydroélectriques au Québec et au Labrador voisin a limité les besoins en gaz naturel pour le chauffage et la production d'électricité au Québec. Bien qu'il ait envisagé ces dernières années de nouvelles installations de cogénération au gaz naturel, le Québec lorgne encore une fois vers l'aménagement de grandes centrales hydroélectriques et il a des projets importants de mise en valeur de l'énergie éolienne, laquelle s'arrime très bien à l'hydroélectricité. La production au gaz naturel sera probablement envisagée à une échelle plus limitée pour profiter des synergies qu'offre la cogénération ou pour rehausser la fiabilité et les marchés régionaux. Au Canada atlantique, la nouvelle production au gaz n'est une option que pour le Nouveau-Brunswick et la Nouvelle-Écosse.

Même s'ils ne comptent que pour une infime fraction de l'ensemble des besoins en gaz naturel de la région de l'Est, les marchés canadiens du gaz naturel au Québec et dans les Maritimes, comme les consommateurs du reste de l'Amérique du Nord, sont intégrés aux marchés du Nord-Est américain et font face aux mêmes problèmes et subissent les mêmes influences des prix du gaz naturel que l'ensemble de la région de l'Est. La demande grandissante d'électricité au Canada comme aux États-Unis nécessitera des installations de production supplémentaires. Compte tenu des difficultés auxquelles il faut se buter pour implanter et utiliser de nouvelles installations au moyen d'autres combustibles fossiles traditionnels, une part importante des nouvelles installations de production sera alimentée au gaz. Il faudra pour cela non seulement un approvisionnement supplémentaire de gaz naturel, mais également la disponibilité de capacité pipelinière vers les emplacements appropriés, afin d'assurer la fiabilité de la source d'approvisionnement et la rentabilité de l'exploitation.

4.3 Offre et infrastructure de gaz naturel

La diversité historique des options de combustibles et la demande d'électricité de pointe l'été pour la climatisation de l'air – c'est-à-dire durant les périodes où l'infrastructure pipelinière n'est pas pleinement utilisée par d'autres consommateurs de gaz dont la demande de pointe pour le chauffage des locaux survient en hiver – ont permis à la plupart des ententes d'approvisionnement et de transport du gaz pour la production d'électricité dans cette région d'être conclues au moyen de services interruptibles de transport à moindre coût par divers corridors (figure 4.8). Il pourrait devenir de plus en plus difficile de recourir aux services interruptibles étant donné que la nouvelle production d'électricité devrait représenter près de 80 %

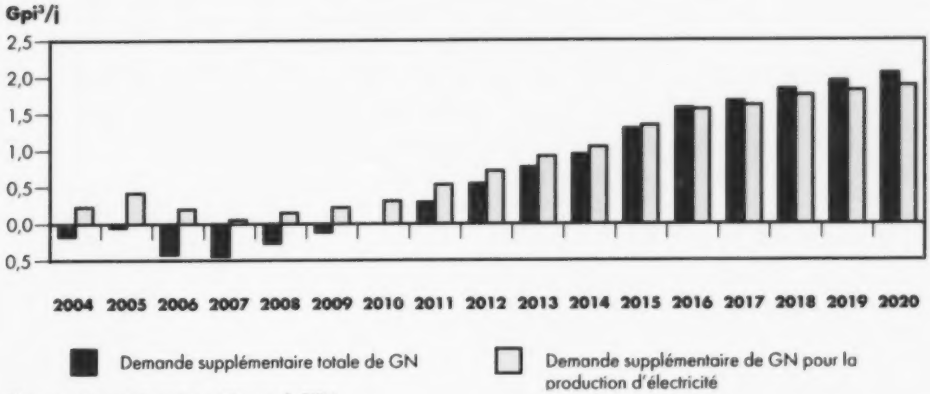
Flux de gaz naturel dans la région de l'Est en 2004



Sources : Lippman Consulting, ONÉ

FIGURE 4.9

Prévisions des besoins en gaz naturel dans le Nord-Est des États-Unis



Source : Perspectives énergétiques de l'EIA

de la hausse de la demande de gaz dans le Nord-Est américain au cours de la prochaine décennie (figure 4.9).

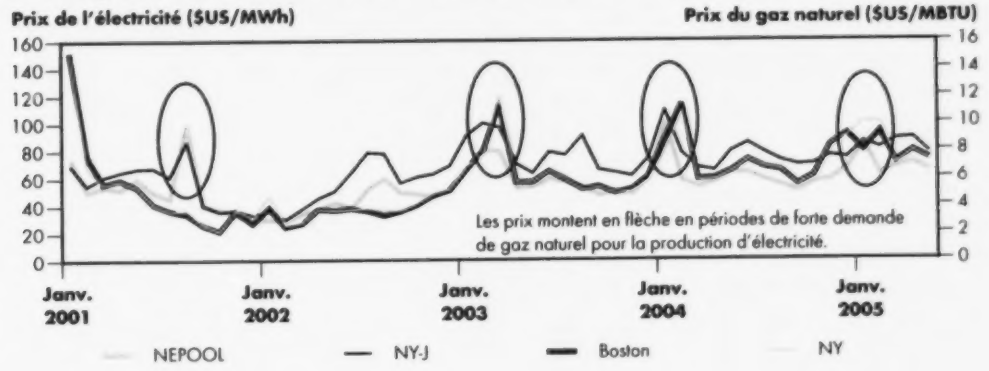
Le recours au transport interruptible a permis de transporter un plus grand volume de gaz vers les installations de stockage et d'utiliser les pipelines de façon plus efficace en été tout en assurant une source d'approvisionnement importante en gaz naturel – grâce au stockage – en hiver. Dans le passé, cela a aidé à assurer un approvisionnement en gaz naturel (et son transport) à moindre coût et à mettre en valeur la production d'électricité au gaz. Toutefois, à mesure que l'utilisation des pipelines augmentait, ces services devenaient moins fiables, voire non disponibles. Comme la demande de gaz pour la production d'électricité continue d'augmenter sans un développement correspondant de l'infrastructure gazière (par la construction d'installations de stockage ou de gazoducs dans la région), les limites de capacité des pipelines risquent de devenir monnaie courante et les besoins en gaz pour la production d'électricité pourraient bien faire concurrence à la capacité de recharge des réservoirs de stockage en été.

Avec le temps, la demande croissante d'électricité a été satisfaite par l'utilisation accrue de la production au gaz dans bien des parties de la région. L'importance grandissante et la fréquence de la production au gaz en tant que source d'approvisionnement marginale d'électricité, particulièrement en hiver, ont exercé une pression sur les réseaux de distribution du gaz naturel et de l'électricité à la fois. La même infrastructure, les mêmes conditions météorologiques et les mêmes influences opérationnelles peuvent influer sur l'offre et la demande des deux produits. La concurrence qui en résulte entre ces deux marchés d'utilisation finale en périodes de forte demande concomitante exerce une pression importante sur les prix compte tenu de la rareté du produit à distribuer. Cela est particulièrement le cas des besoins à court terme intrajournaliers lorsque les options sont limitées et que les installations gazières peuvent réagir plus rapidement à la demande. Par exemple, en janvier 2004 et janvier 2005, une intense concurrence entre les marchés du chauffage et de l'électricité pour une offre de gaz limitée et la capacité de l'infrastructure a provoqué des flambées de prix à court terme qui ont influé sur les prix du gaz naturel dans cette région (figure 4.10).

Ces prix extrêmes tendent à être de courte durée car le temps aidant, on peut se rebattre sur diverses mesures pour réduire la demande ou fournir une production supplémentaire. Parmi ces mesures, mentionnons la conservation, la réduction de la demande des consommateurs en réponse aux prix et aux demandes de retenue, l'utilisation de combustibles de remplacement (le mazout par exemple), les importations d'électricité interrégionales, la répartition de la production supplémentaire et la

FIGURE 4.10

Prix du gaz naturel et de l'électricité dans le Nord-Est



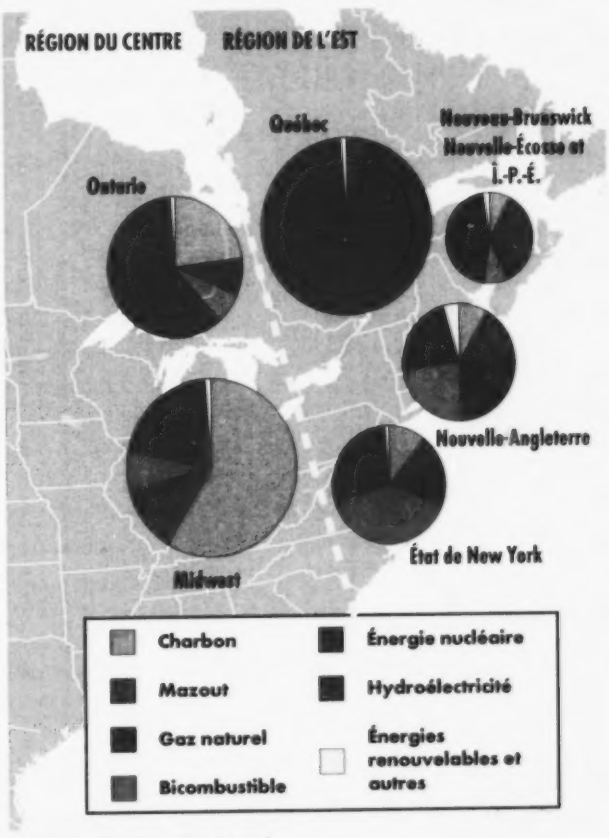
Source : PIRA

rétribution de certains utilisateurs à qui il est demandé de réduire leur consommation en périodes de forte demande. L'ampleur de ces mesures varie sensiblement d'un secteur à l'autre de la région. Le fait qu'un grand nombre d'installations de production soient en mesure de brûler deux combustibles à la fois – mazout et gaz naturel – a été un facteur déterminant pour permettre une surveillance fiable de la charge. Toutefois, l'utilisation du mazout est souvent limitée – à pas plus de 720 heures de fonctionnement par an dans l'État de New York par exemple – pour contrôler les émissions et gérer la qualité de l'air.

Comme la capacité pipelinière est fortement utilisée – et parfois limitée – et que les retraits des réservoirs de stockage sont fréquents pour répondre aux demandes de pointe croissantes en hiver, cela met l'offre et la demande de gaz naturel de cette région dans un équilibre précaire et très serré, extrêmement sensible aux influences exercées par les conditions météorologiques, les marchés du pétrole, l'exploitation des pipelines et des facteurs à caractère local. Compte tenu des difficultés grandissantes à implanter de nouvelles installations bicombustibles (gaz/mazout), une infrastructure gazière qui relie l'approvisionnement de gaz à la nouvelle production au gaz s'imposera de plus en plus.

FIGURE 4.11

Répartition des combustibles dans le Nord-Est



Sources : EIA, Statistique Canada

4.4 Production au gaz

Le volume de production d'électricité alimentée au gaz naturel varie considérablement à l'intérieur de la région de l'Est (figure 4.11). Au Canada atlantique et au Québec, le gaz naturel destiné à la production d'électricité n'est utilisé que dans quelques installations récentes, alors que dans le Nord-Est américain, 50 % de la capacité de production installée est en mesure d'utiliser le gaz naturel. L'écart qui existe entre les divers combustibles tient principalement à l'âge des installations et aux options de combustibles disponibles au moment de la construction des centrales.

Dans les Maritimes, il n'y avait ni approvisionnement de gaz ni infrastructure de transport avant que M&NP n'entre en service en décembre 1999. Voilà pourquoi le développement des marchés du gaz naturel pour le chauffage et la production d'électricité a été très limité jusqu'à présent. La montée des prix du gaz naturel ces dernières années en raison d'un équilibre très serré de l'offre et de la demande en Amérique du Nord a également restreint l'utilisation et limité la conversion au gaz naturel des installations au mazout existantes.

Dans le Nord-Est américain, le gaz naturel est disponible à certains endroits depuis beaucoup plus longtemps, ce qui a permis la mise en valeur des ressources importantes de production au gaz durant les dernières décennies. La difficulté d'implanter de nouvelles installations au charbon, au pétrole et à l'énergie nucléaire a également commencé à favoriser la production au gaz naturel au détriment d'autres combustibles. Dans l'État de New York et en Nouvelle-Angleterre, près de la moitié du total de la capacité de production existante est en mesure d'utiliser le gaz naturel. Une bonne part de ces installations sont des usines au mazout converties, ce qui assure la flexibilité de brûler soit du mazout, soit du gaz naturel. Cette capacité bicombustible est une caractéristique clé de ce marché qui peut être utilisée pour compenser les périodes de prix élevés du gaz naturel ou pour permettre une production d'électricité fiable durant les périodes où l'approvisionnement ou le transport du gaz est limité ou accaparé par d'autres consommateurs de gaz.

Dans les principales villes consommatrices d'électricité, la capacité de production bicombustible gaz/distillat peut être mise à contribution pour assurer la fiabilité des approvisionnements en électricité. Ces besoins, conjugués avec des prix de marché locaux efficaces, ont permis à l'État de New York de développer une capacité bicombustible plus grande que d'autres régions.

En général, on utilise divers combustibles pour produire de l'électricité. Outre le gaz naturel, le charbon, l'hydroélectricité, le pétrole et le nucléaire comptent pour environ 37 % de la capacité de production. La répartition des combustibles continue toutefois d'évoluer à mesure que les préoccupations et les restrictions environnementales limitent l'utilisation d'autres options de combustibles fossiles; d'autre part, les incertitudes sont grandes vis-à-vis de l'implantation de nouvelles centrales hydroélectriques et nucléaires. C'est pourquoi un bon nombre de propositions récentes ont tendance à privilégier le gaz pour la nouvelle production d'électricité, malgré la faible production de gaz naturel dans la région. Les perspectives de la production au gaz naturel sont d'ailleurs renforcées par les restrictions environnementales des provinces et des États, qui peuvent restreindre l'utilisation des autres combustibles.

Même si les nouvelles installations au gaz sont plus efficientes, ont de courts délais de construction et provoquent généralement moins de préoccupations à l'égard de la qualité de l'air que d'autres installations vieillissantes alimentées aux combustibles fossiles, il n'en demeure pas moins qu'elles impliquent une demande supplémentaire et une utilisation croissante du gaz naturel. La demande croissante de gaz et l'incertitude à l'égard des approvisionnements ont poussé à la hausse les prix du gaz naturel, favorisé leur volatilité et incité à développer davantage la production alimentée à d'autres combustibles que le gaz. Même si la production issue de sources renouvelables comme le vent et les

efforts consentis pour remettre à neuf les centrales nucléaires existantes et en accroître la production ont contribué à ralentir la croissance de la demande de gaz naturel dans la région, la production supplémentaire au gaz est toujours probable, ce qui exerce des pressions sur l'infrastructure du gaz et de l'électricité dans la région. C'est particulièrement le cas dans les grandes agglomérations, où l'on enregistre la plus forte demande supplémentaire, où il est plus difficile d'implanter de nouvelles centrales et où l'on observe les plus grandes fluctuations de la charge en raison des conditions météorologiques.

4.4.1 Enjeux liés à la production au gaz dans la région de l'Est

Besoins en approvisionnement et en infrastructure supplémentaires

Pour répondre à la croissance future de la demande, il faudra peut-être mettre en place une nouvelle infrastructure pour assurer l'approvisionnement supplémentaire en gaz de la région et le bon fonctionnement de la production d'électricité au gaz, particulièrement dans les principaux centres de consommation soumis aux contraintes des pipelines. Étant donné la proportion importante de demande supplémentaire de gaz escomptée pour produire de l'électricité, il ne sera peut-être plus raisonnable de compter sur les services interruptibles et l'infrastructure existante. Toutefois, les ententes contractuelles de service garanti qui seront peut-être nécessaires pour soutenir la nouvelle capacité de transport et d'approvisionnement en gaz viendront ajouter aux coûts de la nouvelle production.

Potentiel d'approvisionnement supplémentaire et d'exportations de gaz naturel à partir du Canada

Comme il devient de plus en plus difficile et coûteux d'agrandir les pipelines en les faisant passer par les zones populeuses pour transporter le gaz des bassins approvisionneurs du Sud des États-Unis (du golfe du Mexique, par exemple), il existe un potentiel important d'approvisionnement supplémentaire en gaz vers la région de l'Est par le biais de l'infrastructure canadienne. Cet approvisionnement pourrait provenir des nouveaux secteurs de production à la faveur de l'agrandissement des corridors pipeliniers du Centre et de l'Est du Canada, des importations de GNL ou encore des importations d'autres régions des États-Unis en empruntant l'infrastructure canadienne censée recevoir et réexpédier le gaz dans cette région.

Il existe actuellement plusieurs projets visant à agrandir les pipelines canadiens pour qu'ils puissent transporter des volumes de gaz supplémentaires vers les marchés de cette région. Il y a notamment les projets d'agrandissement des pipelines pour raccorder le gaz, y compris celui des réservoirs de stockage, du Midwest américain et de l'Ontario (à Dawn) aux marchés de l'Est du Canada et du Nord-Est des États-Unis, de même que divers projets de construction de terminaux méthaniers au Québec (2), en Nouvelle-Écosse (2) et au Nouveau-Brunswick (1). Ces projets, s'ils se concrétisaient, pourraient également permettre aux consommateurs canadiens d'avoir accès aux sources d'approvisionnement non seulement du continent mais du monde entier et de profiter des occasions ainsi offertes de faire le commerce du gaz dans la région.

L'accès à l'approvisionnement supplémentaire en gaz dans cette région grâce au développement de la production sur la côte Est ou aux importations de GNL risque de stimuler l'intérêt pour la diversification de l'approvisionnement et d'avoir une influence accrue sur le rapport qui a toujours existé entre les prix dans cette région (les plus élevés de tous) et ceux du reste du continent. Plusieurs projets de GNL viennent aussi s'arrimer aux installations de production au gaz, lesquelles peuvent servir à la fois de marché d'ancrage et de source fiable d'électricité pour les centrales et les consommateurs locaux. Les difficultés cependant ne manquent pas : investissements de taille, incertitude de l'offre, impacts environnementaux, implantation et acceptation des installations.

De plus, ces projets font face à une âpre concurrence en raison de l'agrandissement des pipelines canadiens en provenance de l'Ontario et du Midwest, et des autres projets pipeliniers ou de GNL aux États-Unis.

Les prix du gaz naturel en hiver en Ontario et dans la région de l'Est illustrent l'influence et l'attraction du Nord-Est américain sur les prix du gaz naturel au Canada (figure 4.12). De plus, les écarts de prix entre Dawn et Iroquois dans l'est de l'Ontario illustrent les effets des contraintes de l'infrastructure régionale et saisonnière desservant la région de l'Est.

Projets d'approvisionnement en gaz et d'infrastructure gazière dans le Nord-Est américain

Les projets canadiens ne sont pas différents des nombreux projets d'infrastructure nouvelle dans le Nord-Est des États-Unis en ce sens qu'ils cherchent tous à livrer des volumes de gaz supplémentaires aux marchés en croissance locaux ou régionaux. Même si la côte du golfe du Mexique est une vaste région productrice dotée d'une capacité croissante d'importations de GNL, les canalisations qui transportent le gaz de cette région sont fortement utilisées, voire limitées en périodes de pointe. Même si les coûts élevés et les difficultés d'implantation dans les zones populeuses rendent plus difficile le développement à grande échelle dans ce corridor, il existe plusieurs projets pour décongestionner les pipelines aux capacités limitées, élargir la portée de la distribution et accroître la capacité de recevoir et transporter le GNL importé.

Le caractère saisonnier et variable des charges de gaz pour fins de chauffage et de production d'électricité a également entraîné des propositions de développement de nouvelle capacité de stockage et de transport à partir de l'ouest des États de New York et de Pennsylvanie et du Midwest pour répondre aux besoins de cette région. Les projets de développement de la capacité de stockage combinés avec d'autres projets de GNL ou de pipeline aideront à répondre aux besoins variables en gaz escomptés dans cette région.

Capacité de surveillance de la charge de production au gaz

La capacité pour la production d'électricité de « surveiller la charge », ou de réagir aux fluctuations rapides et fréquentes de la demande d'électricité en raison des conditions météorologiques, est un besoin important qui pourrait convenir à la production au gaz. Rien n'assure que d'autres sources d'électricité en plein essor seront disponibles au moment voulu (comme l'éolien), ou seront plus fiables et utilisées de manière appropriée comme source d'approvisionnement de base constante (comme le nucléaire). De plus, le besoin de surveillance de la charge pour la production d'électricité se fera sans doute sentir principalement en zones urbaines où l'on observe une demande concentrée de chauffage et d'électricité dictée par le climat.

La surveillance de la charge nécessite un alignement serré des marchés du gaz et de l'électricité par le biais des prix, de services d'équilibrage plus souples et de la coordination de l'exploitation du gaz et de l'électricité, de manière à permettre des prévisions plus justes et une réponse plus appropriée aux fluctuations de la charge.

Services potentiels de pipeline et de stockage au Canada

La capacité de réagir rapidement aux fluctuations de la charge attribuables aux conditions météorologiques nécessite que les producteurs d'électricité non seulement prévoient ces fluctuations mais disposent de services de pipeline et de stockage de gaz naturel capables de faire face à des fluctuations fréquentes et importantes des flux de gaz en fonction des conditions météorologiques. Même si leurs services ne sont pas exclusifs à la région de l'Est, les exploitants de gazoducs, les

distributeurs et les exploitants de réservoirs de stockage canadiens mettent au point de nouveaux services destinés au marché grandissant de la production d'électricité. En général, ces services supposeraient une plus grande souplesse de programmation pour permettre un écoulement extrêmement variable et, éventuellement, la capacité de changer de point d'approvisionnement ou de livraison en fonction des nouvelles conditions.

Cependant, ces nouveaux services pourraient faire gonfler les coûts, voire bloquer la capacité de l'infrastructure disponible, laquelle aurait autrement été utilisée pour d'autres services.

Concurrence avec d'autres utilisateurs de gaz naturel

Sans un développement correspondant de l'infrastructure gazière pour répondre à la demande accrue de gaz, il y aura une concurrence pour s'approprier la capacité de transport disponible et les services gaziers utilisés pour approvisionner les producteurs d'électricité au gaz et d'autres utilisateurs, comme les clients industriels. La flexibilité des services proposée pour la production d'électricité pose des défis à d'autres utilisateurs des services interruptibles actuels en ce sens que les nouveaux services ne conviennent peut-être pas très bien aux utilisateurs disposant d'une exploitation de base régulière, ce qui rendrait difficile de justifier les coûts plus élevés. D'autre part, une capacité pipelinière limitée pourrait être réservée au nouveau service, réduisant ainsi la disponibilité et la fiabilité des services interruptibles existants.

Si l'on exigeait une nouvelle infrastructure de gaz naturel ou un service garanti pour soutenir les besoins supplémentaires en électricité, cela entraînerait probablement des coûts plus élevés aux nouveaux producteurs d'électricité. Toutefois, ces coûts devraient être pris en compte et récupérés par une conception appropriée des prix/marchés de l'électricité ou incorporés comme étant des risques plus grands, nuisant ainsi à la compétitivité de ces nouveaux projets.

Coordination du fonctionnement des réseaux gazier et électrique

Prévoir les fluctuations de la charge et s'assurer de la disponibilité de la production au gaz, voilà un enjeu important pour cette région. La situation se complique davantage au vu des différences au niveau du fonctionnement de l'exploitation et des marchés du gaz et de l'électricité. S'agissant du gaz, les rajustements apportés aux flux des pipelines sont généralement prévus un jour d'avance; un nombre limité de fluctuations intrajournalières est possible en fonction de quelques périodes de commande fixes. Par contre, l'exploitation d'un réseau électrique nécessite un équilibre précaire et constant entre l'offre et la demande d'électricité et, par conséquent, la capacité d'expédier la production en permanence et en temps quasi réel.

Ces rajustements constants, particulièrement pour accroître la production d'électricité à partir d'une centrale au gaz dans le Nord-Est des États-Unis, ne sont pas toujours assurés, car ils dépendent de la disponibilité du gaz, de la capacité interruptible des pipelines et de la capacité de programmer les flux de gaz correspondants. Même si des services additionnels sont mis au point pour assurer l'équilibre, le stockage ou une plus grande flexibilité de rajustement des flux de gaz, actuellement ces services sont fournis soit à coût beaucoup plus élevé, soit à la discrétion des fournisseurs selon la disponibilité.

Il ne faut pas oublier non plus le défi de la production au gaz en bloc car ces installations dégagent un rendement optimal à l'intérieur d'une certaine plage d'exploitation. C'est pour cette raison que la production au gaz est offerte sur le marché sous forme de blocs de dimensions données pour permettre aux installations d'atteindre un rendement optimal et pour s'assurer que les prix du marché couvrent les frais d'exploitation et rapportent un rendement suffisant.

4.4.2 *Prix du marché en fonction des besoins en services et des marchés locaux*

La part grandissante d'électricité produite à partir du gaz naturel aura pour effet de lier le prix de l'électricité à celui du gaz naturel. On cherche à obtenir des prix convenables pour l'électricité afin d'inciter à construire et implanter des centrales de production au gaz nécessaires pour desservir ces marchés tributaires des conditions météorologiques. Si les prix du marché sont suffisamment attirants pour faciliter les investissements à long terme et encourager la capacité d'implantation et de surveillance de la charge, il faut aussi l'engagement et l'acceptation de prix de l'énergie d'utilisation finale plus élevés pour compenser ces investissements. Le coût plus élevé du gaz naturel par rapport à d'autres combustibles fossiles traditionnels, comme le charbon et le mazout lourd, signifiera des prix de l'électricité plus élevés dans bien des secteurs de la région.

Les prix du marché, qui reflètent l'offre et la demande locales d'électricité et les marchés gaziers, peuvent aider les producteurs à prévoir les prix. Lorsque les prix escomptés permettent d'obtenir des rendements suffisants et de couvrir les frais d'exploitation, cela encourage et stimule la mise en œuvre de nouveaux projets de production aux endroits appropriés. Lorsque les signaux de prix sont moins clairs, en raison peut-être des plafonds ou des limites de prix pour tenir compte des conditions locales, il peut s'avérer encore plus difficile d'effectuer les investissements appropriés et de développer la production.

Autres conséquences sur les marchés du gaz naturel canadien

Même si pour le moment la croissance des besoins de production d'électricité au gaz dans la région de l'Est est essentiellement un phénomène du Nord-Est des États-Unis, le Canada fournit environ la moitié du gaz naturel consommé annuellement en Nouvelle-Angleterre et environ le tiers de l'ensemble des besoins en gaz naturel du Nord-Est américain. Les marchés de l'Est du Canada sont donc fortement associés aux difficultés et aux occasions de cette région toute proche.

L'agrandissement de l'infrastructure gazière au Canada et l'utilisation croissante du gaz naturel pour la production d'électricité dans la région de l'Est permettront de rapprocher les utilisateurs et les prix du gaz naturel canadien de ceux du Nord-Ouest américain. Il en résultera une plus grande concurrence pour l'offre de gaz et, probablement, des prix élevés et volatils, mais il pourrait y avoir aussi de bons débouchés en obtenant un meilleur accès aux approvisionnements en gaz du continent et du reste du monde en raison de cette proximité.

4.5 Infrastructure gazière au Canada

Malgré les coûts potentiellement plus élevés du gaz naturel (comparativement à ceux d'autres combustibles traditionnels), on s'attend à une augmentation de la demande de gaz dans l'Est du Canada. Celle-ci est toutefois négligeable et ne serait probablement pas en mesure de soutenir économiquement les grands projets d'agrandissement de l'infrastructure nécessaires pour assurer le développement de l'approvisionnement de gaz supplémentaire ou de la capacité de stockage. Grâce à la proximité des très gros marchés du Nord-Est américain, il y a possibilité pour les marchés canadiens locaux d'obtenir l'accès à bon prix à l'infrastructure et à l'approvisionnement de gaz supplémentaire. L'aménagement de terminaux méthaniers au Canada pourrait également diversifier l'offre et potentiellement stabiliser les prix à la faveur d'une plus forte concurrence et d'une plus grande sécurité des approvisionnements. De plus, comme l'ont illustré certains projets antérieurs de valorisation du gaz, de nouveaux approvisionnements peuvent également entraîner de nouveaux débouchés commerciaux, particulièrement là où les utilisateurs canadiens disposent de bicombustible.

MARCHÉ DU CENTRE – ANALYSE DE LA RÉGION

Pour les besoins du présent rapport, la région du Centre englobe les provinces du Manitoba et de l'Ontario, la région du Midwest américain, qui comprend le Centre nord-ouest (Dakota du Nord et du Sud, Nebraska, Kansas, Minnesota, Iowa et Missouri), et le Centre nord-est (Wisconsin, Illinois, Michigan, Indiana et Ohio) (figure 5.1).

FIGURE 5.1

Région du Centre dans le marché gazier d'Amérique du Nord

Source : ONÉ

Même si elle produit elle-même peu de gaz naturel, la région du Centre dispose d'un vaste réseau pipelinier qui lui donne accès au gaz naturel de l'Ouest canadien et d'un bon nombre de régions productrices des États-Unis, dont celles des Rocheuses, du milieu du continent (Mid-Continent) et du golfe du Mexique, tant sur terre qu'au large des côtes. Cette abondance de capacité a permis l'émergence d'un solide marché du gaz naturel dans cette région. De plus, la grande quantité de gaz naturel stockée en sous-sol a permis à de nombreux pipelines de converger vers cette région ou d'y transiter et elle aide à supporter une charge très importante et variable pour le chauffage des locaux. Même si la région n'utilise que relativement très peu de gaz pour produire de l'électricité, la concentration de réservoirs de stockage souterrains et l'accès par pipelines aux multiples bassins de production et marchés ont fait du Centre une région clé pour l'établissement d'ententes contractuelles et de prix concernant l'offre de gaz naturel aux marchés du gaz naturel du Centre et de l'Est de l'Amérique du Nord.

Les besoins en gaz dans la région du Centre sont partagés entre une charge considérable destinée au chauffage résidentiel et commercial, tributaire des conditions météorologiques, une charge importante destinée au secteur industriel et une charge importante qui transite vers d'autres marchés au Québec et au Nord-Est des États-Unis.

5.1 Demande de gaz naturel

Aujourd'hui, la consommation de gaz naturel dans la région représente un volume pouvant atteindre 850 Mm^3/j (30 Gpi^3/j) en hiver, soit le tiers de la consommation totale de l'Amérique du Nord. L'utilisation du gaz naturel dans les secteurs résidentiel et commercial compte pour la plus grande

MARCHÉ DU CENTRE – ANALYSE DE LA RÉGION

Pour les besoins du présent rapport, la région du Centre englobe les provinces du Manitoba et de l'Ontario, la région du Midwest américain, qui comprend le Centre nord-ouest (Dakota du Nord et du Sud, Nebraska, Kansas, Minnesota, Iowa et Missouri), et le Centre nord-est (Wisconsin, Illinois, Michigan, Indiana et Ohio) (figure 5.1).

Région du Centre dans le marché gazier d'Amérique du Nord

Source : ONÉ

Même si elle produit elle-même peu de gaz naturel, la région du Centre dispose d'un vaste réseau pipelinier qui lui donne accès au gaz naturel de l'Ouest canadien et d'un bon nombre de régions productrices des États-Unis, dont celles des Rocheuses, du milieu du continent (Mid-Continent) et du golfe du Mexique, tant sur terre qu'au large des côtes. Cette abondance de capacité a permis l'émergence d'un solide marché du gaz naturel dans cette région. De plus, la grande quantité de gaz naturel stockée en sous-sol a permis à de nombreux pipelines de converger vers cette région ou d'y transiter et elle aide à supporter une charge très importante et variable pour le chauffage des locaux. Même si la région n'utilise que relativement très peu de gaz pour produire de l'électricité, la concentration de réservoirs de stockage souterrains et l'accès par pipelines aux multiples bassins de production et marchés ont fait du Centre une région clé pour l'établissement d'ententes contractuelles et de prix concernant l'offre de gaz naturel aux marchés du gaz naturel du Centre et de l'Est de l'Amérique du Nord.

Les besoins en gaz dans la région du Centre sont partagés entre une charge considérable destinée au chauffage résidentiel et commercial, tributaire des conditions météorologiques, une charge importante destinée au secteur industriel et une charge importante qui transite vers d'autres marchés au Québec et au Nord-Est des États-Unis.

5.1 Demande de gaz naturel

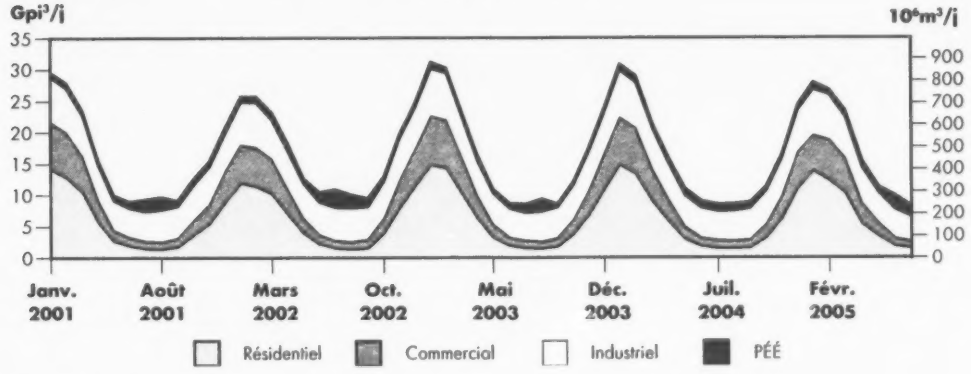
Aujourd'hui, la consommation de gaz naturel dans la région représente un volume pouvant atteindre 850 Mm^3/j (30 Gpi^3/j) en hiver, soit le tiers de la consommation totale de l'Amérique du Nord. L'utilisation du gaz naturel dans les secteurs résidentiel et commercial compte pour la plus grande

part de la consommation de la région, soit pour plus de 567 Mm^3/j (20 Gpi^3/j) ou plus des deux tiers du gaz consommé en hiver et environ 60 % du gaz consommé annuellement (figure 5.2). Le secteur industriel forme le deuxième consommateur en importance, soit entre 113 et 226 Mm^3/j (de 4 à 8 Gpi^3/j). L'utilisation du gaz naturel pour la production d'électricité est toutefois relativement faible dans cette région, comptant pour seulement 6 % environ de la consommation annuelle de gaz. L'abondance des ressources houillères, particulièrement dans le Midwest américain, explique l'utilisation limitée du gaz naturel pour la production d'électricité.

La consommation de gaz naturel en Ontario et au Manitoba représente environ le quart du gaz consommé dans la région du Centre. L'Ontario consomme en moyenne environ 76 Mm^3/j (2,7 Gpi^3/j) de gaz naturel annuellement, alors que la consommation peut dépasser 113 Mm^3/j (4 Gpi^3/j) durant les mois d'hiver. Comme la région du Centre, l'Ontario constitue un important marché d'utilisation finale pour le gaz naturel, essentiellement pour les besoins de chauffage saisonnier dans les secteurs résidentiel et commercial; une charge importante est également destinée au secteur industriel (figure 5.3). Le gaz est actuellement utilisé pour la production d'électricité dans quelques installations seulement en Ontario, production qui représente environ 10 % de la consommation de gaz.

FIGURE 5.2

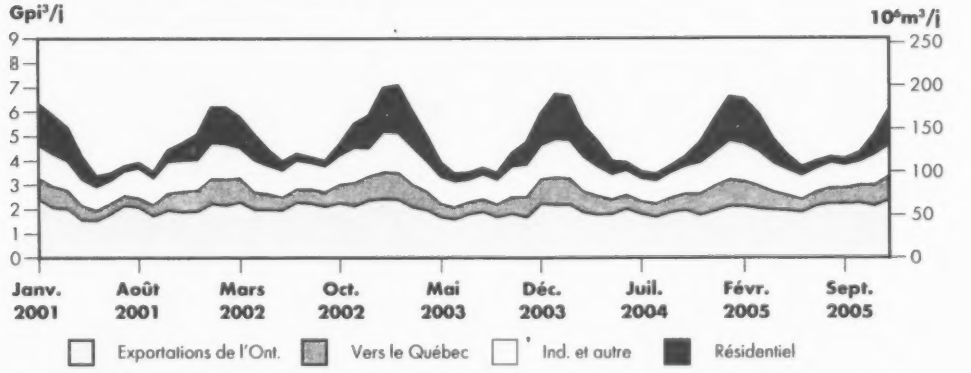
Région du Centre – Consommation de gaz naturel



Sources : EIA, Statistique Canada et estimations de l'ONÉ

FIGURE 5.3

Répartition du gaz naturel en Ontario

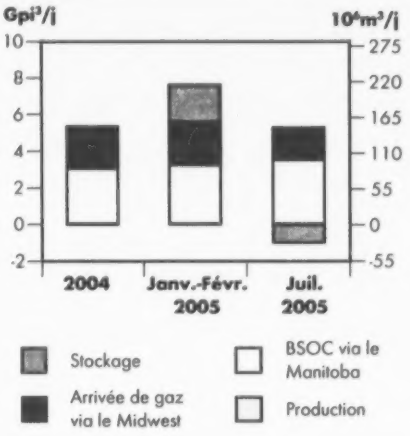


Source : Statistique Canada

Les gazoducs et les réservoirs de stockage au Canada jouent un rôle clé dans la satisfaction des besoins en gaz naturel de l'Ontario et d'autres marchés en aval au Québec et dans le Nord-Est des États-Unis (figure 5.4). D'après les récentes estimations des flux de gaz dans la région, les pipelines transportant le gaz vers l'Ontario fournissent l'accès à une offre moyenne de plus de 142 Mm^3/j (5 Gpi^3/j) en provenance de l'Ouest du Canada et des États-Unis. Durant les mois d'hiver, les gazoducs canadiens, à quoi il faut ajouter les retraits des réservoirs de stockage, peuvent fournir jusqu'à près de 226 Mm^3/j (8 Gpi^3/j) de gaz. Par ailleurs, la consommation de gaz naturel de l'Ontario passe de près de 57 Mm^3/j (2 Gpi^3/j) en été à plus de 113 Mm^3/j (4 Gpi^3/j) en hiver, ce qui signifie qu'une part très importante – plus de 85 Mm^3/j ou 3 Gpi^3/j – de l'infrastructure pipelinière et de stockage au Canada dans cette région sert à répondre à la demande de gaz naturel dans d'autres marchés en aval.

FIGURE 5.4

Sources d'approvisionnement de l'Ontario



Source : ONÉ

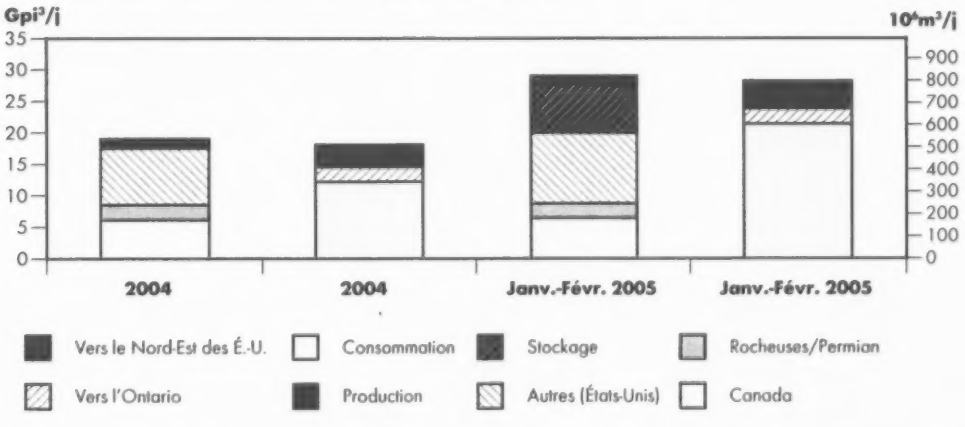
Une situation analogue se produit dans le Midwest américain où le tiers environ de l'offre et de l'infrastructure gazières de la région est destiné à l'exportation vers les marchés du Canada et ceux du Nord-Est des États-Unis (figure 5.5). En conséquence, les marchés et les prix du gaz naturel dans la région de l'Est et la région du Centre sont étroitement liés par l'existence de cette infrastructure, et les fluctuations observées de l'offre ou de la demande de gaz naturel dans l'une ou l'autre région auront une incidence directe sur l'une et l'autre en ce qui concerne les prix et la concurrence pour le gaz naturel et l'infrastructure.

5.2 Perspectives de la consommation de gaz naturel

En raison de la grande disponibilité et de l'utilisation du charbon et d'autres combustibles pour la production d'électricité, l'utilisation du gaz naturel pour produire de l'électricité en Ontario et dans

FIGURE 5.5

Midwest américain – Offre et répartition du gaz



Source : Lippman Consulting

le Midwest américain a jusqu'ici compté pour une partie relativement faible de la consommation de gaz. En 2004, l'utilisation du gaz pour la production d'électricité par les sociétés de services publics et les industriels représentait seulement 6 % environ du total de la consommation de gaz dans la région du Centre, dont la majeure partie est consommée durant l'été lorsque la demande d'électricité pour la climatisation de l'air est à son plus haut et que la demande de gaz dans les secteurs résidentiel et commercial est faible.

L'infrastructure du gaz naturel pour la production d'électricité s'est par conséquent implantée surtout dans les régions où le charbon ou d'autres combustibles de remplacement sont moins disponibles et où les gazoducs et l'accès aux réservoirs de stockage sont disponibles à proximité de la charge d'électricité. Ces dernières années, les installations de production d'électricité au gaz se sont multipliées, particulièrement là où elles conviennent le mieux ou sont le mieux situées pour répondre aux besoins de production en périodes de pointe.

Comme ailleurs en Amérique du Nord, la demande d'électricité devrait augmenter globalement, à la faveur de la croissance de la population et du développement industriel. Alors que la production supplémentaire issue du charbon continuera de fournir la majeure partie de cette électricité dans certains secteurs de la région, les préoccupations à l'égard de l'environnement et de la qualité de l'air pourraient en limiter l'utilisation dans d'autres. On s'attend à une importante production nouvelle tirée du gaz naturel et d'autres sources d'énergie comme l'éolien. Selon les Perspectives énergétiques de l'EIA en 2005, la consommation d'électricité dans le Midwest américain devrait augmenter d'environ 16 % au cours de la prochaine décennie, dont 73 % environ serait issue du charbon, 21 % du gaz naturel et 5 % d'énergies renouvelables comme l'éolien.

En Ontario, le potentiel d'augmentation de la consommation de gaz naturel est élevé, en raison surtout des décisions prises par le gouvernement provincial sur la production d'électricité en réaction aux préoccupations touchant la qualité de l'air. L'ampleur de l'utilisation du gaz dans la production d'énergie électrique dépendra des choix que prendra l'Ontario au cours de la prochaine décennie relativement à la production d'électricité, en commençant par l'élimination graduelle de la production au charbon à court terme, prévue actuellement pour 2009 au plus tard. En éliminant l'utilisation du charbon, il faudra augmenter la production tirée d'autres sources d'énergie à hauteur de près du quart de toute l'électricité actuellement produite en Ontario (à partir du charbon) en plus de fournir de l'électricité supplémentaire pour répondre aux besoins croissants d'une population et d'une économie en croissance.

Comme le prévoit l'Office de l'électricité de l'Ontario (OEO), la production de la province proviendra de diverses sources d'énergie ou sera tributaire d'autres options, dont le gaz naturel, le nucléaire (remise à neuf des centrales existantes et construction de nouvelles centrales, à moyen terme), plusieurs énergies renouvelables (éolien, petites centrales hydroélectriques, biomasse), les économies d'énergie et d'autres modes de gestion de la demande, l'éventuelle construction de gros ouvrages hydroélectriques dans le nord de l'Ontario (à moyen terme) et des importations supplémentaires d'hydroélectricité en grandes quantités du Québec et du Manitoba (à moyen terme).

Alors qu'une bonne part du remplacement du charbon peut se faire par le biais de la remise à neuf et de l'utilisation accrue des centrales nucléaires existantes, le remplacement complet du charbon nécessitera probablement diverses mesures, notamment : mesures d'économie et de gestion de la consommation pour limiter la consommation, augmentation de l'offre d'électricité par la mise en place d'une nouvelle production issue de l'éolien et d'autres énergies renouvelables, production supplémentaire au gaz naturel et hausse éventuelle des importations d'électricité. L'an dernier, une capacité de 650 MW de nouvelle production au gaz a été installée et des décisions ont été prises pour redémarrer la production nucléaire à hauteur de 515 MW supplémentaires. Divers projets ont

également été annoncés, qui devraient fournir environ 2 550 MW de production supplémentaire au gaz et près de 400 MW de production tirée d'énergies renouvelables.

5.2.1 Ontario

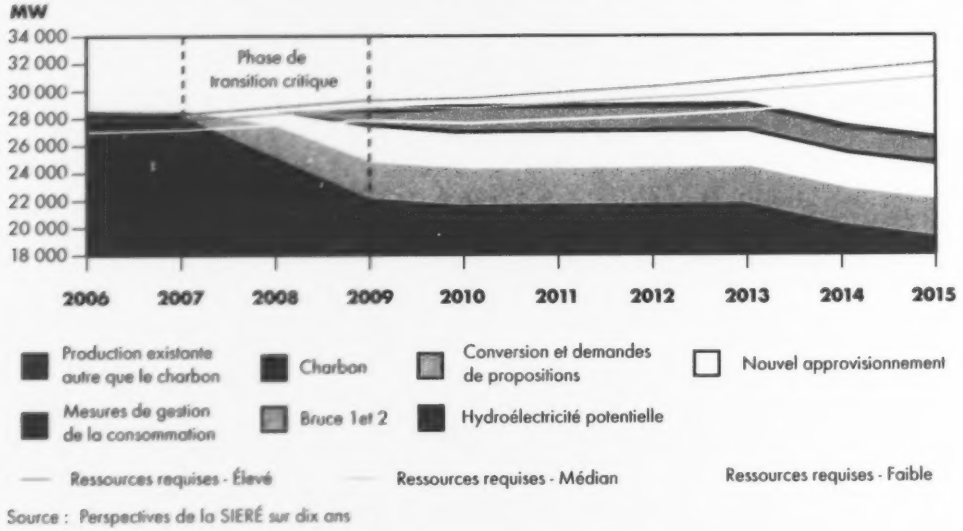
Les répercussions de l'élimination graduelle de la production au charbon en Ontario sur la demande globale de gaz dans la région dépendent largement des décisions prises et des hypothèses formulées concernant la quantité d'énergie nucléaire qui peut être produite et la capacité d'utiliser l'offre et l'infrastructure des régions avoisinantes, c'est-à-dire les approvisionnements en gaz et les réservoirs de stockage du Midwest américain ou les importations d'hydroélectricité du Manitoba. Le personnel de l'ONÉ estime que les besoins supplémentaires en gaz naturel en Ontario pourraient être de l'ordre de 8 à 20 Mm^3/j (de 0,3 à 0,7 Gpi^3/j) environ en 2010. Cette fourchette tient compte de scénarios comportant la remise à neuf des centrales nucléaires à divers degrés (figure 5.6). Le chiffre inférieur découle d'un scénario où l'on trouve un degré élevé de remise à neuf et d'utilisation des centrales nucléaires, alors que le chiffre supérieur de gaz naturel découle du scénario où la remise à neuf des centrales nucléaires se limite aux projets déjà annoncés, ce qui nécessite une production au gaz bien plus importante. En plus de la production accrue tirée des centrales nucléaires et des installations au gaz naturel, le gouvernement de l'Ontario a ordonné une production additionnelle à partir de sources d'énergie renouvelable et de sources combinées de chaleur et d'énergie.

5.2.2 Midwest américain

L'EIA prévoit que la demande de gaz dans le Midwest américain augmentera de plus de 57 Mm^3/j (2 Gpi^3/j) au cours de la prochaine décennie (figure 5.7). En dépit d'une hausse importante escomptée de la production d'électricité à partir du charbon, les besoins supplémentaires en gaz naturel pour la production d'électricité demeurent considérables, soit près de 28 Mm^3/j (1 Gpi^3/j) ou la moitié de la hausse prévue des besoins en gaz.

FIGURE 5.6

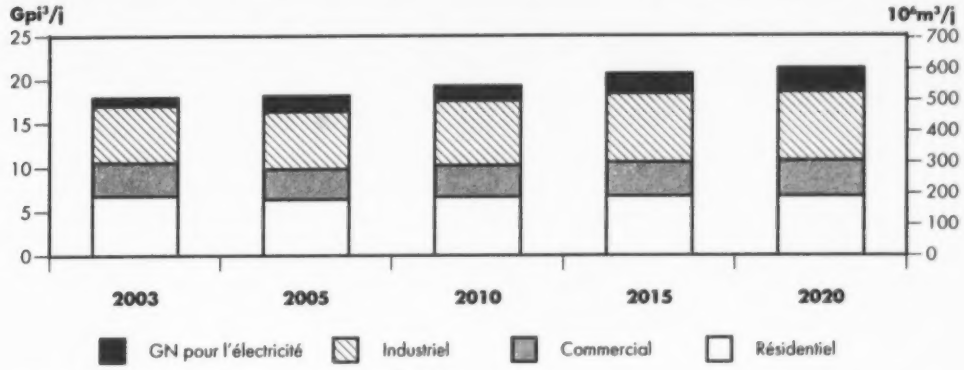
Sources de remplacement potentiel du charbon



Source : Perspectives de la SIERÉ sur dix ans

FIGURE 5.7

Midwest américain – Prévisions de la consommation de gaz naturel jusqu'en 2020



Source : Perspectives énergétiques de l'EIA - Février 2006

5.3 Offre et infrastructure de gaz naturel

Au total, les besoins supplémentaires en gaz pour la région du Centre, y compris l'Ontario et le Midwest américain, devraient se situer entre 79 et 96 Mm^3/j (de 2,8 à 3,4 Gpi^3/j) au cours de la prochaine décennie. Les implications de ce scénario vont bien au-delà du simple fait d'avoir une infrastructure gazière et une offre disponibles capables de fournir ces volumes additionnels à la région du Centre. Même si la région a peut-être une infrastructure pipelinière suffisante pour avoir accès aux approvisionnements en gaz naturel, l'offre et l'infrastructure existantes sont actuellement utilisées essentiellement pour répondre aux besoins des régions avoisinantes. Comme on prévoit que la demande dans la région de l'Est devrait elle aussi augmenter de plus de 37 Mm^3/j (1,3 Gpi^3/j) durant la même période, la concurrence et les besoins en matière d'offre et d'infrastructure gazières nouvelles iront probablement en augmentant au cours des prochaines années.

De plus, le schéma de la consommation de gaz pour la production d'électricité deviendra fortement tributaire des conditions météorologiques et présentera un profil de charge caractérisé par des fluctuations plus importantes et plus fréquentes que n'ont connues nombre des consommateurs de gaz industriels traditionnels qui ont pu compter sur une charge de base stable. Ce sera particulièrement le cas là où les installations de production au gaz naturel deviennent une part importante des besoins globaux en gaz et sont censées fournir la capacité variable ou la surveillance de la charge dans leur offre d'électricité. La situation pourrait aussi se corser là où les centrales nucléaires remises à neuf pourraient fournir une plus grande part de la production d'électricité de base, laissant aux installations au gaz naturel le soin de fournir l'électricité avec la surveillance de la charge variable.

Comme les besoins énergétiques de l'Ontario pour le chauffage résidentiel sont essentiellement satisfaits au moyen du gaz naturel ou de l'électricité, cela pourrait amplifier les fluctuations de la demande de gaz à l'exemple de celles qu'a connues le Nord-Est américain. Toutefois, comme la capacité de production bicombustible en Ontario est bien inférieure à celle du Nord-Est américain, cela pourrait entraîner des besoins plus grands pour des installations de production au gaz en fonctionnement variable et des fluctuations plus grandes au niveau de la consommation de gaz naturel. Le remplacement de la production au charbon par l'addition d'une importante production au gaz va essentiellement accroître la dépendance de l'Ontario à l'égard du gaz naturel et compliquer la tâche d'assurer l'offre et la fiabilité en périodes de demande de pointe à l'exemple de celles actuellement assurées dans la région de l'Est.

5.4 Répartition des combustibles de production d'électricité

5.4.1 *Ontario*

L'électricité produite en Ontario provient de diverses sources d'énergie (figure 5.8). Jusqu'au milieu des années 1990, le gaz naturel n'y était pas un combustible de choix pour produire de l'électricité, l'Ontario préférant l'énergie nucléaire, l'hydroélectricité et le charbon comme sources principales d'énergie. Depuis le milieu des années 1990, les centrales nucléaires vieillissantes ont réduit considérablement leur production, lesquelles ont été relayées par les centrales au charbon et au gaz naturel. En 2004, environ 9 % de l'électricité de l'Ontario provenait du gaz naturel et 24 % du charbon. Au cours de la dernière décennie, la hausse combinée de la production d'électricité à partir du charbon et du gaz naturel a à peu près compensé la baisse de production des centrales nucléaires.

Cependant, le paysage de la production d'électricité de l'Ontario continue d'évoluer. Face aux préoccupations croissantes à l'égard de la qualité de l'air, le gouvernement provincial a pris la décision audacieuse d'éliminer l'utilisation du charbon dans la production d'électricité d'ici à 2009. Pour mener ce projet à bien dans les délais proposés, il faudra mettre en place diverses mesures : hausse de la production d'électricité à partir de sources d'énergie renouvelable comme l'éolien, hausse de la production des centrales au gaz, remise à neuf de certaines centrales nucléaires mises au rancart et, éventuellement, hausse des importations du Manitoba, où l'énergie hydroélectrique est abondante, pour ne nommer que celles-là.

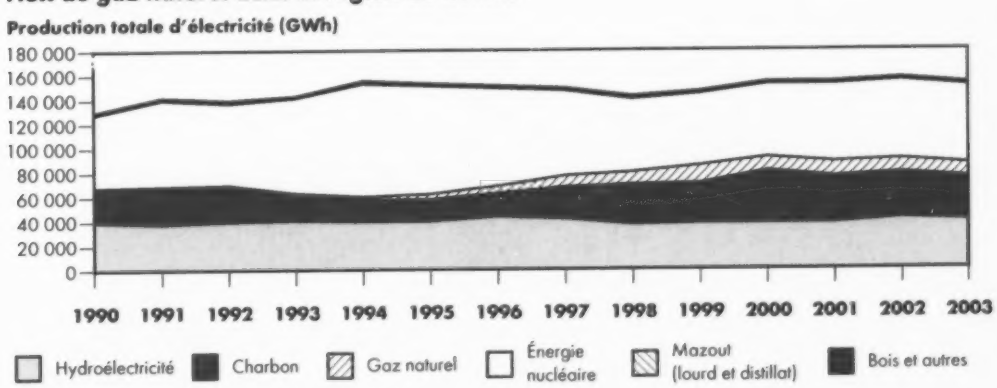
En général, on souhaite la diversification de la production afin d'assurer l'efficacité et la suffisance des approvisionnements, de permettre la flexibilité des livraisons et de réduire la vulnérabilité aux contraintes et aux prix d'un quelconque des combustibles. Avec le projet d'élimination du charbon en Ontario, cette flexibilité devra être fournie au moyen de nouvelles installations de production.

5.4.2 *Midwest américain (MISO)*

Par son abondance, le charbon est la principale source de combustible utilisée pour la production d'électricité dans le Midwest américain, comptant pour près de 75 % de l'électricité produite dans la région. La production tirée de l'énergie nucléaire, contrairement à l'Ontario, est demeurée constante

FIGURE 5.8

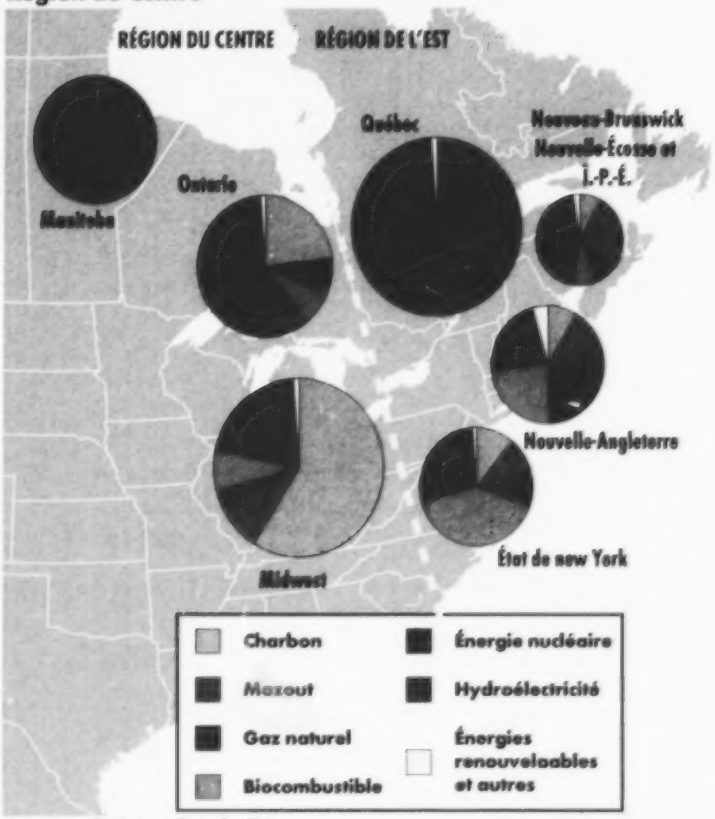
Flux de gaz naturel dans la région du Centre



Source : Ressources naturelles Canada

FIGURE 5.9

Répartition des combustibles de production d'électricité – Région du Centre



Sources : Statistique Canada, EIA

au fil des ans et assure 18 % de la production totale, le gaz naturel représentant moins de 5 % de l'ensemble.

Les combustibles utilisés pour la production d'électricité diffèrent sensiblement de ceux qui forment la capacité installée, où le charbon ne compte que pour la moitié seulement de la capacité de production et où les centrales au gaz naturel accaparent une part plus importante de la capacité de production installée (figure 5.9). Grâce aux investissements importants consentis dans la production d'électricité au gaz naturel au cours des dernières années, le gaz naturel représente actuellement plus de 20 % de la capacité de production de la région. La grande différence entre les combustibles utilisés pour la production d'électricité et les combustibles utilisés pour la capacité installée illustre la part importante de la capacité excédentaire dans la région et l'utilisation limitée des installations. Celles-ci, pour la plupart, sont des centrales alimentées au gaz naturel construites au cours des dernières années. Depuis 1995, les centrales au gaz naturel comptent pour plus de 90 % de la production installée de cette région. À ce jour, elles ont fonctionné de manière plutôt ponctuelle ou marginale, étant surtout utilisées en périodes de forte demande d'électricité.

5.5 Problèmes liés à la production au gaz

5.5.1 Besoins en approvisionnement et en infrastructure supplémentaires

Pour répondre aux besoins croissants en gaz naturel, on a proposé d'implanter une nouvelle infrastructure gazière pour permettre aux régions du Centre et de l'Est d'avoir un meilleur accès à l'offre de gaz supplémentaire émanant des zones de production traditionnelles que sont les Rocheuses américaines par exemple, ainsi qu'aux nouveaux approvisionnements en gaz tirés du GNL dans le golfe du Mexique.

La forte croissance de la demande de gaz naturel pour la production d'électricité en Ontario et dans la région de l'Est pourrait également exercer des pressions plus grandes encore sur l'infrastructure

canadienne pour qu'elle fournisse d'une part une plus grande quantité de gaz naturel et d'autre part des services suffisamment souples pour permettre de fortes fluctuations des flux de gaz sans préavis ou à bref préavis. Par exemple, les écarts de prix entre Dawn dans le sud de l'Ontario et Iroquois ou d'autres points dans l'Est montrent que les réseaux de transport vers le Nord-Est américain qui passent par l'Ontario deviennent limités (figure 5.10). De plus, les prix de plus en plus élevés observés en hiver en Ontario depuis quelques années illustrent la concurrence que se livrent pour le gaz les consommateurs de l'Ontario et ceux de la région de l'Est.

Alors que l'offre de gaz et les prix dans le Midwest et le sud de l'Ontario semblent suffisants et stables, comme l'indiquent les prix à Dawn, il devient évident que la capacité de livraison du gaz aux marchés situés plus en aval se rétrécit, comme l'illustrent les prix en hausse l'hiver au point d'exportation d'Iroquois (vers le Nord-Est américain) et de Parkway (vers Toronto). Comme la demande de gaz augmente dans le Nord-Est des États-Unis, en Ontario et dans le Midwest américain, on aura sans doute de plus grands besoins encore pour des services fournis par les pipelines et les installations de stockage du sud de l'Ontario et du Midwest américain.

Au total, l'Office estime qu'entre 17 et 28 Mm^3/j (0,6 et 1,0 Gpi^3/j) d'infrastructure de gaz supplémentaire seront nécessaires pour répondre aux besoins des marchés de l'Ontario et de l'Est d'ici à 2010. L'agrandissement des installations pipelinières et des réservoirs de stockage au Canada pourrait non seulement apporter des débouchés commerciaux et économiques, mais également servir à rapprocher les prix du gaz naturel entre les régions.

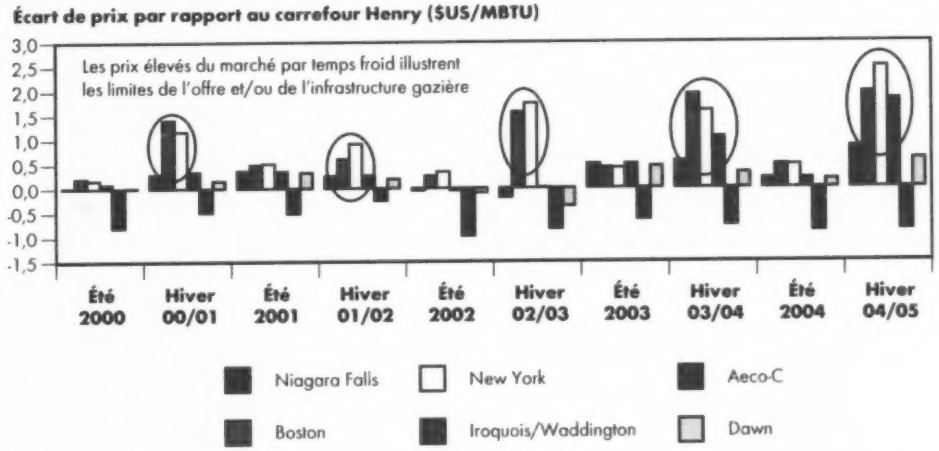
Même si d'autres options d'approvisionnement, comme le GNL, pourraient être offertes aux marchés de l'Est, il est peu probable qu'elles puissent remplacer entièrement les diverses sources d'approvisionnement en gaz et les abondantes installations de stockage de gaz que l'on trouve en Ontario et dans le Midwest américain.

5.5.2 *Remplacement de la production au charbon en Ontario*

Le remplacement des 7 500 MW d'électricité actuellement produite au moyen du charbon en Ontario aura de fortes répercussions sur les besoins futurs en gaz et en électricité. Non seulement il faudra une nouvelle production supplémentaire en provenance d'autres sources d'énergie pour compenser

FIGURE 5.10

Prix du gaz naturel sur divers marchés par rapport au carrefour Henry



Source : Canadian Natural Gas Focus

près de 30 000 GWh actuellement produits avec le charbon en Ontario, mais la nouvelle production devra tenir compte d'autres difficultés liées à une charge grandissante tributaire des conditions météorologiques et à une plus grande utilisation du gaz naturel.

Même si l'on peut tirer des enseignements des expériences qu'a connues le Nord-Est américain, il n'empêche que le remplacement du charbon en Ontario présente des difficultés supplémentaires en ce qui concerne l'approvisionnement en électricité et la conception des marchés de l'électricité et des services gaziers. Sans une forte capacité de production bicombustible ou sans des options de combustibles existant dans le Nord-Est américain, le gaz naturel sera fortement utilisé pour produire de l'électricité variable ou assurer la surveillance de la charge. Même si une production supplémentaire issue de l'énergie nucléaire et de l'éolien contribuera à combler une partie du manque à produire causé par l'élimination du charbon, la souplesse de livraison pour surveiller la charge viendra très probablement de la production au gaz.

Il faut s'attendre à d'importantes fluctuations de la demande de gaz imputables aux conditions météorologiques, au vu surtout du fort pourcentage d'utilisation du gaz naturel et de l'électricité pour le chauffage résidentiel en Ontario. La nouvelle production au gaz va probablement provoquer des fluctuations de la demande de gaz et augmenter les besoins sur l'infrastructure et les installations gazières pour faire face aux charges fluctuantes.

5.5.3 Besoin de services flexibles de la part des pipelines et des réservoirs de stockage

En l'absence d'une forte capacité de production bicombustible en Ontario, contrairement au Nord-Est des États-Unis, il faudra compter davantage sur une production de réserve suffisante pour garantir la disponibilité et sur une production au gaz dotée d'une capacité de démarrage rapide et de surveillance de la charge variable. Selon la Société indépendante d'exploitation du réseau d'électrique (SIERÉ), les divers combustibles de production en Ontario privilégieront la fiabilité qui pourrait être assurée par des actifs de production ayant la souplesse nécessaire pour fournir la capacité de surveillance de la charge, une réserve de fonctionnement et le contrôle de la production. Pour que la production au gaz puisse accomplir cela, des services gaziers doivent également être offerts par les pipelines et les réservoirs de stockage pour répondre aux besoins correspondants en surveillance de la charge pour le gaz naturel. Ces services gaziers, caractérisés par une forte productibilité et par l'absence de préavis, peuvent être fournis par le biais des pipelines ou des réservoirs de stockage basés sur le stockage en canalisation ou sur une programmation plus fréquente des variations de débit avec d'autres installations interconnectées.

On peut soutenir que ces services améliorés ou à valeur ajoutée offerts par les exploitants de pipelines et de réservoirs ne profiteront peut-être pas à tous les consommateurs de gaz. Là où ces services sont fournis par le biais d'un redéploiement de la capacité existante vers des services plus flexibles – et probablement moins coûteux –, cela ferait augmenter les coûts et réduire la disponibilité de la capacité aux utilisateurs des services moins flexibles. Ces derniers, bien souvent, seraient des utilisateurs industriels dont la charge stable ne nécessiterait pas les services plus flexibles et plus coûteux. À l'inverse, si ces nouveaux services devaient être assurés au moyen d'une nouvelle infrastructure, alors les coûts de ces installations et de ces services devraient se répercuter sur le prix de l'électricité.

5.5.4 Services potentiels de pipeline et de stockage au Canada

La Commission de l'énergie de l'Ontario (CEO) a demandé aux fournisseurs potentiels de ces nouveaux services flexibles de transport et de stockage du gaz en Ontario de soumettre les détails de

leurs propositions. Une fois cela fait, la CEO tiendra des audiences publiques en vue d'évaluer ces propositions et d'examiner les coûts potentiels et les besoins en infrastructure qui seront nécessaires pour fournir ces options de services et des approvisionnements fiables afin de répondre à la demande prévue de nouvelle production au gaz en Ontario.

En général, les propositions de service envisagées par les sociétés de services publics et les exploitants de pipelines visent à garantir une plus grande flexibilité dans la programmation et la capacité d'offrir des débits variables aux clients potentiels. Les services prévoient une fréquence plus grande des fluctuations du débit de gaz et des services de coordination et d'équilibrage sur le transport par pipeline, la distribution et le stockage. Toutes les propositions prévoient que la capacité réservée sous contrat pour ce service devra être réservée afin de permette la flexibilité de débit désirée.

Les propositions peuvent différer au niveau du degré de variation de la programmation (fréquence et ampleur des fluctuations permises), de la flexibilité et de l'emplacement (lieu défini ou non) qui peut être permis. Elles peuvent avoir de grandes répercussions sur les installations et les coûts.

5.5.5 *Répercussions éventuelles sur d'autres utilisateurs de gaz naturel*

L'importante quantité de gaz supplémentaire nécessaire à la production d'électricité en Ontario et dans la région du Centre aura pour effet d'accroître, au moins, la concurrence pour le gaz naturel dans la région et, probablement, d'augmenter les coûts de l'approvisionnement en gaz. En plus des éventuelles répercussions sur le coût du gaz, les services proposés pour produire de l'électricité pourraient compliquer la vie d'autres utilisateurs des services interruptibles actuels.

Par exemple, dans le scénario présentant les coûts les moins élevés – là où aucune installation supplémentaire n'est nécessaire –, toute capacité réservée pour ces services flexibles serait retranchée de la capacité actuellement utilisée pour d'autres services discrétionnaires et à court terme, comme le transport interruptible. Alors que la supplantation du transport interruptible prévu ne poserait pas de problème, à moins qu'il n'y ait une plus grande capacité pipelinière, il est probable qu'il y aurait moins de transport interruptible disponible.

Les propositions de services actuelles peuvent varier selon le degré de flexibilité offert dans la programmation des flux de gaz et selon que le détournement des flux est ou non permis. Si les clients avaient besoin d'une plus grande flexibilité de détournement, cela pourrait causer une plus grande incertitude au niveau des flux; d'où la nécessité d'installations supplémentaires avec des coûts à l'avenant. Resterait à établir le juste coût du nouveau service pour obtenir autant de flexibilité. Alors que les produits d'exploitation pourraient profiter à d'autres expéditeurs – par le biais de droits réduits –, nombreux sont ceux qui se demanderaient si la majoration est suffisante.

Que le service assure ou pas la flexibilité des flux d'un point à un autre, ou qu'il inclue la flexibilité géographique – d'une région à une autre –, cela sera un facteur important dans le fonctionnement et la planification du réseau, les installations requises et le coût du service.

5.5.6 *Coordination du fonctionnement des réseaux gazier et électrique*

Prévoir les fluctuations de la charge et s'assurer de la disponibilité de la production au gaz, voilà un enjeu important pour cette région. La situation se complique davantage au vu des différences au niveau du fonctionnement de l'exploitation et des marchés du gaz et de l'électricité. S'agissant du gaz, les rajustements apportés aux flux des pipelines sont généralement prévus un jour d'avance; un nombre limité de fluctuations intrajournalières est possible en fonction de quelques périodes de commande

fixes. Par contre, l'exploitation d'un réseau électrique nécessite un équilibre serré et constant entre l'offre et la demande d'électricité et, par conséquent, la capacité d'expédier la production en permanence et en temps quasi réel.

Ces rajustements constants, particulièrement pour accroître la production d'électricité à partir d'une centrale au gaz dans le Nord-Est des États-Unis, ne sont pas toujours assurés, car ils dépendent de la disponibilité du gaz, de la capacité interruptible des pipelines et de la capacité de programmer les flux de gaz correspondants. Même si des services additionnels sont mis au point pour assurer l'équilibre, le stockage ou une plus grande flexibilité de rajustement des flux de gaz, actuellement ces services sont fournis soit à coût beaucoup plus élevé, soit à la discrétion des fournisseurs selon la disponibilité.

5.5.7 Conception du marché de l'électricité en Ontario

Les prix du marché en Ontario devront tenir compte des besoins en fonction de la géographie et de l'exploitation pour ces nouvelles installations de production d'électricité, et prévoir un mécanisme approprié pour que les installations de production soient construites aux bons endroits et que les exploitants soient dédommagés en cas d'exploitation variable, afin d'offrir un approvisionnement fiable et efficace en électricité. Comme une certaine quantité d'électricité supplémentaire peut être également fournie par le biais de transferts interrégionaux plus volumineux, cela peut nécessiter le transport additionnel d'électricité à partir des régions voisines comme le Manitoba. On peut également importer de l'électricité d'autres régions du Midwest, bien qu'il serait difficile de justifier un volume d'importations plus grand de régions où prédomine la production au charbon.

Le marché de l'électricité de gros de l'Ontario est un marché « hybride » reposant sur des prix réglementés pour l'essentiel des installations hydroélectriques, nucléaires et thermiques d'Ontario Power Generation Inc. (OPG), qui comptent actuellement pour environ 70 % de la production. Les prix varient actuellement de 33 $ à 49 $/MWh et ils sont susceptibles d'être modifiés selon les décisions des organismes de réglementation. Alors que la participation d'OPG au marché serait censée diminuer à mesure que les PÉI développeraient une offre accrue, OPG a encore une certaine quantité de production nucléaire à remettre en marche et elle serait, semble-t-il, associée à d'éventuels nouveaux projets de développement nucléaire.

Une part grandissante du marché ontarien est composée de demandes de propositions émises actuellement par la CEO et appuyées par le gouvernement de l'Ontario. Il s'agit d'ententes contractuelles à long terme reposant sur des prix négociés. Ces demandes concernent le gaz naturel, l'éolien et d'autres sources d'énergie plus propres et plus écologiques. En général, les demandes de propositions portant sur le gaz ont été « acceptées » dans la fourchette de prix de 75 $ à 85 $/MWh. Le reste de la production – c'est-à-dire toute la production qui ne provient pas d'OPG et qui ne découle pas d'une demande de propositions – est vendu au prix du marché au sein du marché de gros, lequel est influencé par les prix pour les transactions de gros dans les provinces et les États voisins. Au cours de la dernière année, les prix de l'électricité au sein du consortium d'électricité de l'Ontario se sont établis entre 50 $/MWh et 100 $/MWh.

Dans l'ensemble, cette structure peut assurer une grande certitude de prix au consommateur final vu que les sociétés de distribution locales sont effectivement capables d'acheter la majeure partie de leur électricité à prix fixes. En ce qui concerne les producteurs d'électricité qui utilisent le gaz naturel toutefois, ils sont toujours exposés aux risques de prix et d'approvisionnement associés au gaz naturel. Même s'ils ont une demande de propositions, ils sont quand même exposés au risque que leurs installations ne soient pas compétitives dans le marché de gros (de l'Ontario). Le risque vient du fait qu'un producteur d'électricité doit décider si le prix prévu de l'électricité couvrira ses coûts, au moins les coûts du gaz et autres coûts variables.

Si les ententes relatives aux approvisionnements en gaz et aux ventes d'électricité correspondent dans le temps, alors l'écart requis entre les prix de l'électricité et l'offre de gaz peut être « bloqué ». Si toutefois il y a un écart dans le temps, le producteur court alors le risque que la conjoncture du marché change, de sorte qu'une transaction rentable risque de disparaître ou d'échouer. Dans l'éventualité où les ententes ne concordent pas dans le temps, le producteur a deux options :

a) s'engager à livrer son gaz en supposant que sa centrale sera mise à contribution, ou

b) s'engager à vendre l'électricité, sans être assuré que l'offre de gaz (les ententes de transport) sera disponible.

Dans le premier cas, si le prix du marché de l'électricité chute, ce qui rend l'achat du gaz non économique, le producteur doit quand même payer le transport du gaz et tous les autres coûts associés au fait qu'il n'achète pas le gaz (pénalités de déséquilibre). Dans le second cas, le producteur risque de payer les frais liés à l'achat d'électricité de contrepartie. Ces risques amplifient les frais d'exploitation.

Selon les données de 2004 émanant de la SIERÉ, la production au charbon a établi le prix de l'électricité dans 56 % des cas sur le marché de gros de l'Ontario, y compris en périodes de pointe et durant les heures creuses, et la production au gaz environ 30 % du temps. Lorsque la production au gaz a établi le prix, celui-ci était près de deux fois plus élevé (environ 78 $/MWh contre approximativement 33 $/MWh pour le charbon). Il en découle qu'une production au gaz accrue en Ontario entraînerait probablement une hausse des prix de l'électricité en raison : de la plus grande fréquence d'établissement du prix de l'électricité; de la flexibilité d'exploitation plus grande requise dans l'offre de gaz et les services gaziers pour desservir le secteur de production d'électricité; et des risques potentiels découlant des écarts de non-concordance entre le marché du gaz et celui de l'électricité.

OBSERVATIONS ET CONCLUSIONS

Depuis une vingtaine d'années, l'Amérique du Nord a connu un développement rapide de la production d'électricité au gaz naturel, qui a été le combustible de choix de la nouvelle production, particulièrement aux États-Unis. Depuis 1990, l'engouement pour le gaz a fait en sorte que la production au gaz naturel a doublé aux États-Unis. En fait, depuis cinq ans, la capacité de production totale s'y est accrue de plus de 25 %, la production au gaz naturel comptant pour 96 % de la production supplémentaire.

Au Canada, le développement de la production d'électricité a été plus lent du fait que la demande d'électricité y a été relativement stable. De plus, plusieurs régions du Canada ont pu compter sur plusieurs autres options de production bien implantées, comme l'hydroélectricité et le charbon. Néanmoins, la part de la capacité de production totale du Canada attribuable à la production au gaz naturel a augmenté, passant de 4 % en 1995 à environ 10 % aujourd'hui. Cette tendance ira sans doute en s'amplifiant. Le volume de production au gaz en Alberta devrait en effet tripler au cours des prochaines années, en raison principalement de son utilisation dans l'exploitation des sables bitumineux. De même, en Ontario, le remplacement de la production au charbon devrait stimuler la production supplémentaire au gaz naturel.

La capacité de production au gaz naturel en Amérique du Nord doit sa forte croissance au faible coût en capital que la production nécessite, aux délais relativement courts pour la construction des centrales au gaz, aux faibles prix du gaz naturel – en particulier l'été pour les besoins en climatisation – tout au long des années 1990 et à la préférence pour le gaz naturel par rapport aux autres combustibles fossiles en raison de ses propriétés de combustion moins polluantes. De plus, la population s'est montrée généralement moins réfractaire à la construction de nouvelles centrales alimentées au gaz que dans le cas des installations au charbon ou des centrales nucléaires.

Malgré la croissance rapide de la production au gaz naturel en Amérique du Nord, qui a mené à une surcapacité de production dans certaines régions, l'expansion de nouvelles installations de production au gaz devrait se poursuivre, mais à un rythme plus lent. Ces nouvelles centrales au gaz utilisent des technologies de pointe qui procurent des avantages certains au niveau des coûts parce qu'elles sont plus efficientes que les installations plus âgées. Cette efficience accrue est particulièrement prisée car les prix du gaz naturel ont augmenté en même temps que l'équilibre de l'offre et de la demande se resserrait.

Comme la contribution de la production au gaz naturel augmente, le rapport entre le marché du gaz et celui de l'électricité continuera de se resserrer dans de nombreuses régions. Non seulement les prix de l'électricité seront influencés par ceux du gaz naturel mais, la production d'électricité devenant le secteur de demande de gaz naturel à la croissance la plus rapide, les prix du gaz naturel seront eux aussi de plus en plus influencés par les marchés de l'électricité. Cette interdépendance croissante pourrait entraîner une hausse des coûts du gaz naturel et de l'électricité qui devra être absorbée par diverses catégories de consommateurs d'énergie.

Par ailleurs, la hausse importante et rapide de l'utilisation du gaz naturel pour la production d'électricité suscite des craintes en ce qui concerne la suffisance de l'offre de gaz naturel et l'infrastructure existante du gaz naturel. Dans certaines régions par exemple, les limites de l'infrastructure du gaz naturel ou de l'électricité seraient exacerbées par une intensification de la production au gaz; c'est pourquoi la fiabilité de l'offre de gaz naturel et d'électricité préoccupe de plus en plus.

Dans certaines régions, il faudra mettre en place une nouvelle infrastructure et de nouveaux services pour relever les défis liés à l'intensification de la production au gaz. Cela pourrait vouloir dire une flexibilité accrue grâce au recours au stockage du gaz, à la déviation de l'écoulement ou aux services d'équilibrage sur les gazoducs pour faire le lien entre l'exploitation du gaz naturel et celle de l'électricité. Ces dispositions permettraient aux prestataires de services d'offrir des fluctuations fréquentes du flux de gaz ainsi qu'un service fiable en temps opportun pour desservir les marchés de l'électricité et du gaz naturel sujets aux fluctuations et tributaires des conditions météorologiques. Toutefois, ces types de services nécessiteraient dans certains cas une infrastructure réservée, ce qui comporte des coûts en matière de construction ou enlève de la capacité actuellement utilisée dans d'autres services de gaz naturel.

L'interdépendance croissante des marchés du gaz naturel et de l'électricité pose certes des défis, mais elle offre aussi des possibilités qui feront l'objet de discussions et de débats parmi les responsables politiques, les organismes de réglementation, les consommateurs d'énergie et l'industrie de l'énergie. Dans ce contexte, l'Office pose les questions suivantes pour susciter la réflexion des intéressés.

Quels sont les avantages ou les inconvénients de l'accroissement de l'utilisation du gaz naturel pour la production d'électricité?

Au-delà des avantages économiques et environnementaux de la production au gaz naturel, le fait d'escompter une hausse des prix du gaz et de l'électricité conjuguée avec le risque d'une disponibilité moindre soulève la question de l'opportunité d'un débat sur les répercussions d'une utilisation accrue du gaz naturel pour la production d'électricité. D'autres consommateurs de gaz, qu'ils soient de petits clients des secteurs résidentiel et commercial ou de gros clients de l'industrie, pourraient faire face à des coûts plus élevés de l'énergie, étant donné qu'une plus grande part de la demande de gaz naturel devient de plus en plus tributaire des conditions météorologiques. De plus, certains de ces consommateurs devront peut-être concurrencer les producteurs d'électricité au gaz pour s'approvisionner en gaz naturel et obtenir les services de transport correspondants.

Vu le resserrement du marché du gaz, est-ce que les diverses instances gouvernementales ont examiné suffisamment de près la question de la diversité des combustibles pour produire de l'électricité?

En dépit des facteurs qui ont concouru à la croissance rapide de la production au gaz naturel ces dernières années, telles une plus grande efficience et une plus grande flexibilité pour répondre à la demande, l'utilisation accrue du gaz naturel risque-t-elle de faire craindre pour la fiabilité? La diversité des combustibles peut jouer un rôle clé dans la stabilisation des coûts de l'énergie et l'apaisement des craintes à l'égard de la fiabilité. Il vaudrait peut-être la peine d'envisager et d'éventuellement soutenir l'utilisation stratégique de certains combustibles conventionnels (le charbon et le pétrole, par exemple) pour améliorer la fiabilité. La diversité des combustibles pourrait également être réalisée en accordant des incitatifs afin d'encourager la mise au point de technologies de remplacement. En même temps, accentuer la diversité des combustibles au-delà d'une région donnée pourrait poser des problèmes en raison de l'interdépendance qui existe entre les régions en matière d'énergie.

Existe-t-il un ensemble de services appropriés capable de soutenir la poursuite de la production au gaz?

Face au développement de la production au gaz qui a cours ou qui est escompté à court terme, les exploitants de pipelines et de réservoirs de stockage ainsi que les participants au marché devront peut-être s'adapter rapidement pour offrir des services flexibles aux producteurs d'électricité afin de mieux aligner les marchés du gaz et de l'électricité. Ces services rapprocheraient le marché du gaz, qui est programmé au jour le jour, du marché de l'électricité, qui s'ajuste en temps quasi réel. De plus, compte tenu des contraintes de livraison existantes au sein des marchés du gaz et de l'électricité, la société souhaitera peut-être opter pour une nouvelle infrastructure et accepter des coûts plus élevés pour des services garantis. Cela mène à se demander comment l'ensemble de services nécessaire au bon fonctionnement et à la flexibilité des réseaux d'électricité et de gaz naturel peut être développé et si le gouvernement peut être investi du rôle de coordonnateur des marchés.

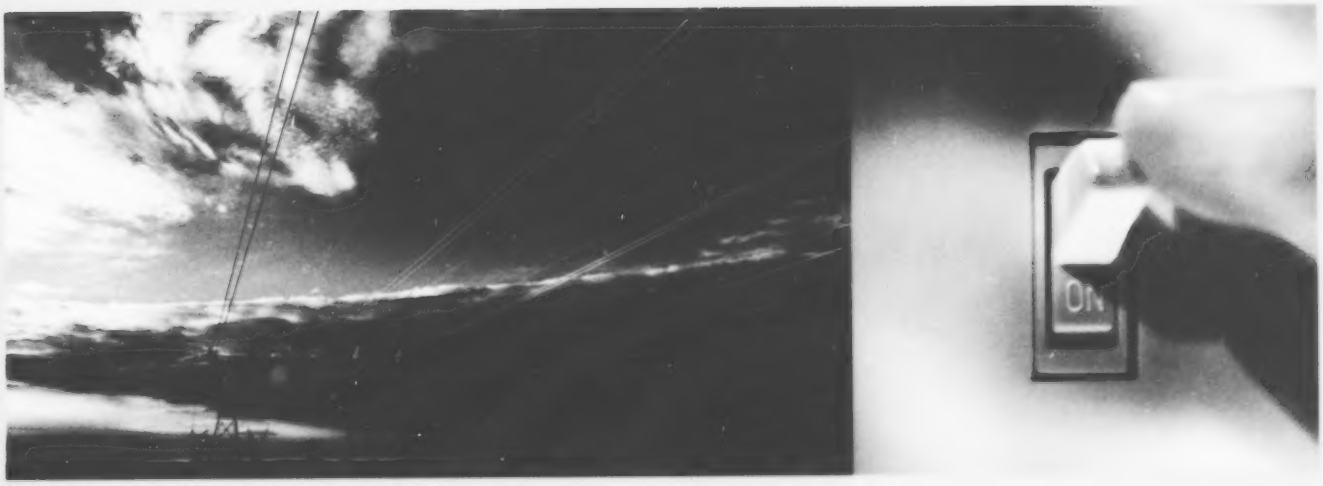
Quel rôle devrait jouer le gouvernement pour s'assurer de la suffisance de la production?

Pour s'assurer de la suffisance de la production, le gouvernement pourrait être appelé à jouer un rôle plus grand par le biais d'encouragements, d'investissements ou de politiques. Il pourrait par exemple envisager l'octroi d'encouragements qui inciteraient à investir à certains endroits actuellement surchargés. Serait-il dans l'intérêt public de soutenir des mécanismes du marché propres à assurer un volume de production suffisant pour répondre aux besoins en surveillance de la charge et à la demande tributaire des conditions météorologiques? Au-delà de cela, il y a peut-être lieu d'envisager des solutions à plus long terme au problème de croissance de la demande d'électricité. Jusqu'ici, la démarche a consisté à suivre les signaux du marché. Reste à savoir si ces questions doivent être réglées par les marchés eux-mêmes ou s'il y a un rôle qui revient aux responsables politiques dans le cadre du mandat du gouvernement de défendre l'intérêt public.

Il n'y a pas de réponses toutes simples à ces questions. L'Office désire ici soulever un débat qui est nécessaire sur ces très importantes questions et ces incertitudes qui pèsent sur l'avenir énergétique du Canada. Par ailleurs, l'Office examinera le rôle du gaz naturel dans son prochain rapport sur l'avenir énergétique du Canada, à paraître à l'automne 2007.

GLOSSAIRE

Centrales de pointe	Centrales qui ne fonctionnent généralement qu'en périodes de forte demande d'électricité.
Cogénération	Installation qui produit de l'électricité et d'où dérive une autre forme d'énergie thermique utile, comme de la chaleur ou de la vapeur.
Coût thermique du marché	Ratio du prix de l'électricité par rapport au prix du gaz.
Différentiel de prix	Écart de prix du gaz entre deux points de négoce.
Différentiel électricité-combustible	Écart entre le prix de vente de l'électricité et le coût du combustible utilisé pour la produire.
Énergie(s) renouvelable(s)	Sources d'énergie en mesure de se renouveler dans le contexte des écosystèmes naturels (p. ex., vent, biomasse, soleil et ressources hydroélectriques).
Gaz de canalisation	Quantité de gaz dans un réseau pipelinier qui peut être réglée en augmentant ou en diminuant la pression du gazoduc.
Marge de réserve	Capacité disponible inutilisée d'un réseau d'énergie électrique à charge de pointe, exprimée en tant que pourcentage de la capacité totale.
Mazout léger	Produit de raffinerie utilisé principalement pour chauffer les locaux.
Mazout lourd	Produit de raffinerie restant après l'enlèvement des combustibles de meilleure qualité, tels l'essence, le carburéacteur, le diesel et l'huile de chauffe. Utilisé principalement pour produire de l'électricité et comme combustible dans divers procédés industriels.
Période de commande	Période durant laquelle une demande de service peut être faite dans le cadre d'une entente de service.
Service à rebours	Transport de gaz naturel par substitution dans un gazoduc, de sorte que le gaz naturel soit livré à nouveau en amont de son point de réception.
Stockage d'énergie	Stockage d'eau dans un réservoir, en périodes creuses, pour servir à la production d'électricité en périodes de pointe.
Transport interruptible (TI)	Service gazier assuré au client, mais qui peut être interrompu en raison d'approvisionnements limités ou de restrictions de capacité du réseau.


ON